

इसे वेबसाईट www.govtpressmp.nic.in
से भी डाउन लोड किया जा सकता है.



मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 9]

भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 28 फरवरी 2020—फाल्गुन 9, शक 1941

भाग ४

विषय—सूची

(क)	(1) मध्यप्रदेश विधेयक,	(2) प्रवर समिति के प्रतिवेदन	(3) संसद में पुरःस्थापित विधेयक.
(ख)	(1) अध्यादेश	(2) मध्यप्रदेश अधिनियम,	(3) संसद के अधिनियम.
(ग)	(1) प्रारूप नियम,	(2) अन्तिम नियम.	

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)—कुछ नहीं

भाग ४ (ग)

प्रारूप नियम

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचम तल, मेट्रो प्लाजा, बिटटन मार्केट, ई—अरेरा कालोनी,

भोपाल, 462016

भोपाल, दिनांक 20 फरवरी, 2020

क्रमांक— 300/मप्रविनिआ/2020. विद्युत् अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 181(2)(यघ) के साथ पठित धारा 61 तथा इस संबंध में प्रदत्त अन्य समस्त शक्तियों का प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग, एतद्द्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:—

मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तें) विनियम, 2020 {आरजी-26(IV), वर्ष 2020}

प्रस्तावना

आयोग ने वित्तीय वर्ष 2016-17 से 2018-19 तक इन विनियमों का पुनरीक्षण (आरजी 26 (तीन)) वर्ष 2015 अधिसूचित किया। अब आयोग ने केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के अनुरूप पांच वर्षों की नियंत्रण अवधि हेतु सिद्धांतों तथा क्रिया विधि को विनिर्दिष्ट करने का विनिश्चय किया है। अतएव वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 तक आगामी पांच वर्षों की नियंत्रण अवधि के लिए उत्पादन टैरिफ के अवधारण के लिए यह आवश्यक है कि इन विनियमों को बनाया जाए।

अध्याय — 1

प्रारम्भिक

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ :

- 1.1 इन विनियमों का संक्षिप्त नाम "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2020 {आरजी-26(IV), वर्ष 2020}" है।
- 1.2 इनका विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य के लिये होगा।
- 1.3 ये विनियम दिनांक 01.04.2019 से प्रभावशील होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनकी पूर्व में किसी प्रकार की समीक्षा न की जाए अथवा समयावधि का विस्तार न किया जाए, ये विनियम इनके प्रवृत्त होने की तारीख से पांच वर्ष की अवधि अर्थात् दिनांक 31.3.2024 तक प्रभावशील रहेंगे :

परन्तु जहां किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई को इन विनियमों के प्रवृत्त होने की दिनांक से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया गया हो तथा जिसकी विद्युत-दर (टैरिफ) उक्त तारीख तक आयोग द्वारा अन्तिम रूप से अवधारित न की गयी हो, ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई के प्रकरण में, जैसा कि लागू हो, विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण दिनांक 31.03.2019 को समाप्त होने वाली अवधि तक,

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) विनियम, 2015 एवं समय-समय पर जारी किये गये उनके संशोधनों के अनुसार ही अवधारित किया जाएगा।

2. विस्तार तथा लागू की जाने की सीमा :

- 2.1 ये विनियम विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 सहपठित धारा 86 के अन्तर्गत किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत के वितरण हेतु किसी विद्युत उत्पादक केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित स्रोतों को छोड़कर) उत्पादन टैरिफ अवधारण के समस्त प्रकरणों पर लागू होंगे परंतु ऐसे विद्युत उत्पादक केन्द्रों हेतु लागू न होंगे जहां विद्युत-दर (टैरिफ) केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुरूप प्रतिस्पर्धात्मक बोली की प्रक्रिया के अनुसार प्राप्त की गई हो जैसा कि आयोग द्वारा इन्हें विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के उपबन्धों के अन्तर्गत अपनाया गया हो।

परन्तु यह कि कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र जिस हेतु हितग्राहियों को विद्युत प्रदाय के लिये अनुबन्ध(ों) का निष्पादन 05.01.2011 को अथवा उसके पूर्व किया गया हो तथा कथित विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु वित्तीय समापन दिनांक 31.03.2019 तक प्राप्त न किया गया हो वहां ऐसी परियोजनाओं के लिये विद्युत-दर के अवधारण की पात्रता नहीं होगी जब तक हितग्राहियों की नवीन सहमति प्राप्त की जाकर प्रस्तुत न कर दी गई हो।

3. परिभाषाएं :

- 3.1 इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित हो —

- (1) 'अधिनियम' से अभिप्रेत है, विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36 वर्ष 2003) ;
- (2) 'अतिरिक्त पूंजीगत व्यय' से अभिप्रेत है किया गया पूंजीगत व्यय, अथवा जिसे इन विनियमों के उपबन्धों के अनुसार विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के बाद किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो ;
- (3) 'अतिरिक्त पूंजीकरण' से अभिप्रेत है आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त स्वीकार किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय ;
- (4) 'स्वीकृत पूंजीगत लागत' से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जिसे आयोग द्वारा सुसंबद्ध विद्युत-दर (टैरिफ) विनियमों के अनुसार विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त

विद्युत-दर के माध्यम से सेवा-प्रदाय (सर्विसिंग) हेतु अनुज्ञेय किया गया हो ;

- (5) 'सहायक ऊर्जा खपत' से किसी अवधि के सन्दर्भ में अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र के सहायक उपकरण जैसे कि विद्युत उत्पादन केन्द्र के परिचालन संयंत्र तथा मशीनरी, स्विचयार्ड को शामिल करते हुए, के प्रयोजन हेतु खपत की गई ऊर्जा की मात्रा एवं विद्युत उत्पादन केन्द्र के अंतर्गत ट्रांसफार्मर हानियां जिन्हें विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाईयों द्वारा उत्पादन केन्द्र के छोर (टर्मिनल) पर सकल उत्पादित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा :

परन्तु सहायक ऊर्जा खपत में विद्युत उत्पादन केन्द्र से संबद्ध आवासीय परिसर तथा अन्य सुविधाओं हेतु खपत की गई ऊर्जा तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के निर्माण कार्यों पर खपत की गई ऊर्जा को शामिल नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह भी कि पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु सहायक ऊर्जा खपत हेतु मलजल उपचार संयंत्र (सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट) तथा बाह्य कोयला हथालन संयंत्र (जेटी तथा संबद्ध अधोसंरचना) हेतु पृथक से विचार किया जाएगा ;

- (6) 'अंकेक्षक' से अभिप्रेत है कम्पनी अधिनियम, 1956 (क्रं 1, वर्ष 1956) की धारा 224, 233ख तथा 619, जैसा कि इसे समय-समय पर संशोधित किया गया हो अथवा कम्पनी अधिनियम, 2013 (क्रमांक 18, वर्ष 2013) के उपबंधों अथवा तत्समय प्रवृत्त अन्य किसी प्रभावशील विधि के अन्तर्गत विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त किया गया कोई अंकेक्षक/लेखा परीक्षक ;

- (7) 'बैंक-दर' से अभिप्रेत है भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय-समय पर जारी एकल वर्षीय ऋण प्रदाय दर की उपान्तिक लागत (मार्जिनल कॉस्ट ऑफ लेंडिंग रेट-एमसीएलआर) तथा 350 आधार बिन्दुओं का योग ;

- (8) 'हितग्राही' से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 86 की उपधारा 1 के खण्ड (क) तथा (ख) के अन्तर्गत किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में एक विद्युत वितरण अनुज्ञप्तिधारी जो ऐसे किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा उत्पादित विद्युत का क्रय किसी विद्युत क्रय अनुबंध के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से या फिर किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के भुगतान द्वारा कर रहा हो :

परन्तु जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत की अधिप्राप्ति किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से कर रहा हो, वहां यह व्यवस्था सहयोजित विद्युत

क्रय अनुबंध तथा विद्युत विक्रय अनुबंध के माध्यम से की जानी चाहिए :

परंतु आगे यह भी कि हितग्राही में कोई ऐसा व्यक्ति भी सम्मिलित होगा जिसे मध्यप्रदेश सरकार द्वारा किसी राज्यान्तरिक विद्युत उत्पादन केन्द्र को विद्युत उत्पादन क्षमता आवंटित की गई हो ;

- (9) 'सम्मिश्रण (ब्लेंडिंग)' से अभिप्रेत है घरेलू कोयले का आयातित अथवा ई-नीलामी कोयले से सम्मिश्रण ;
- (10) 'पूँजीगत लागत' से अभिप्रेत है पूँजीगत लागत जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 21 द्वारा अवधारित किया हो ;
- (11) 'कानून में परिवर्तन' से अभिप्रेत निम्न में से किसी भी घटना का होना :
 - (एक) किसी नवीन भारतीय कानून का अधिनियमन, इसको प्रभावशील किया जाना या प्रवर्तित किया जाना, अथवा
 - (दो) किसी विद्यमान भारतीय कानून को अपनाना, उसमें संशोधन करना, संपरिवर्तन करना, निरस्त करना या उसे पुनः अधिनियमित करना, अथवा
 - (तीन) किसी ऐसे सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण (ट्रिब्यूनल), अथवा भारतीय सरकार के किसी माध्यम द्वारा जिसे ऐसी व्याख्या हेतु कानून के अन्तर्गत प्राधिकार प्राप्त हो, किसी भारतीय कानून के निर्वचन या अनुप्रयोग में परिवर्तन करना, अथवा
 - (चार) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा किसी परियोजना हेतु किसी सम्मति या स्वीकृति या अनुमोदन या उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई अनुज्ञप्ति के बारे में किसी शर्त या समझौते में परिवर्तन करना, अथवा
 - (पांच) इन विनियमों के अधीन विनियमित विद्युत उत्पादन केन्द्र से संबंधित, भारत सरकार तथा किसी अन्य सम्पूर्ण प्रभुत्वसम्पन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षीय अथवा बहुपक्षीय अनुबंध/संधि का लागू होना या उसमें कोई परिवर्तन ;
- (12) 'आयोग' से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 82 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट किया है ;
- (13) 'प्रतिस्पर्धी बोली' से अभिप्रेत है उपकरणों की अधिप्राप्ति, सेवाओं तथा कार्यों के निष्पादन हेतु पारदर्शी प्रक्रिया जिसके अन्तर्गत परियोजना विकासक द्वारा खुले विज्ञापन के माध्यम से परियोजना हेतु उपकरण का विस्तार क्षेत्र तथा विशिष्टताओं, सेवाओं तथा वांछित कार्यों बाबत बोलियां आमंत्रित की जाती हैं तथा प्रस्तावित अनुबंध के निबंधन

तथा शर्तें तथा वे मानदण्ड जिनके द्वारा प्राप्त बोलियों का मूल्यांकन किया जाएगा, शामिल की जाती हैं तथा इस प्रक्रिया में आमंत्रित स्वदेशी प्रतिस्पर्धा बोलियों तथा अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोलियों को भी सम्मिलित किया जाएगा ;

- (14) 'पृथक्कृत तारीख' अर्थात् 'कट-ऑफ डेट' से अभिप्रेत है परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से छत्तीस माह पश्चात् के कलेण्डर माह की अन्तिम तारीख ;
- (15) 'दिवस' से अभिप्रेत है कलेण्डर दिवस जिसमें 00.00 बजे से प्रारंभ होने वाले 24 घंटे की अवधि सम्मिलित है ;
- (16) 'घोषित क्षमता' से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में, ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा दिवस के समय-खण्ड हेतु जैसा कि इसे ग्रिड संहिता में परिभाषित किया गया है, अथवा सम्पूर्ण दिवस हेतु मेगावाट में एक्स-बस विद्युत प्रदाय करने की क्षमता जिसके अन्तर्गत ईंधन अथवा जल की उपलब्धता पर यथोचित विचार किया जाएगा तथा यह और सुसंगत विनियम के अन्तर्गत आगे अर्हता के अध्वधीन होगी ;
- (17) 'अपूंजीकरण' से अभिप्रेत है इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु परियोजना की सकल स्थाई परिसम्पत्तियों में कमी करना जैसा कि इसे आयोग द्वारा परिसम्पत्तियों के अन्तर-इकाई अन्तरण अथवा सेवा से हटायी गई परिसम्पत्तियों से सुसंबद्ध स्वीकार किया गया हो ;
- (18) 'अक्रियाशील करना' से अभिप्रेत केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या अन्य किसी प्राधिकृत अभिकरण द्वारा प्रमाणित किये जाने के पश्चात् उसके द्वारा स्वयं या फिर परियोजना विकासक द्वारा या हितग्राहियों अथवा दोनों द्वारा इस आशय की सूचना प्रेषित करने के बाद कि परियोजना का संचालन प्रौद्योगिक अप्रचलन या अलाभकर परिचालन या फिर इन कारकों के संयोजन के कारण भी परिसम्पत्तियों के अनिष्पादन के कारण किया जाना संभव नहीं है, किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई को सेवा से हटाए जाने से है ;
- (19) 'रूपांकन ऊर्जा' से अभिप्रेत है ऊर्जा की मात्रा जो 90 प्रतिशत निर्भरता वाले वर्ष में 95 प्रतिशत स्थापित क्षमता के आधार पर जल विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा उत्पादित की जा सकती है ;
- (20) 'विद्यमान परियोजना' से अभिप्रेत है ऐसी परियोजना जिसे दिनांक 01.04.2019 से पूर्व किसी तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो ;

- (21) 'विस्तार परियोजना' के अन्तर्गत विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु नवीन क्षमता में किसी आवर्धन को भी सम्मिलित किया जाएगा ;
- (22) 'किया गया व्यय' से अभिप्रेत है कोई निधि, भले ही वह पूंजी अथवा ऋण अथवा दोनों हों, जिस हेतु उपयोगी परिसम्पत्तियों के सृजन अथवा अधिग्रहण हेतु वास्तविक रूप से रोकड़ अथवा रोकड़ समतुल्य भुगतान किया गया है तथा इनमें वे वचनबद्धताएं अथवा दायित्व शामिल न होंगे, जिनके लिये कोई राशि जारी न की गई हो ;
- (23) 'विस्तारित जीवनकाल' से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवनकाल के बाद का जीवनकाल जैसा कि आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उसके गुण-दोष के आधार पर अवधारित किया जाए ;
- (24) 'विशेष आकास्मिक परिस्थिति' इन विनियमों के प्रयोजन के लिए विशेष आकास्मिक परिस्थिति से तात्पर्य किसी घटना या परिस्थिति या घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन से है जिनमें नीचे दर्शाई गई घटना व परिस्थिति भी शामिल है जो विद्युत उत्पादन कम्पनी को आंशिक रूप से या फिर पूर्णतया किसी परियोजना को पूंजी निवेश अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय सीमा के अन्तर्गत पूर्ण करने हेतु बाधित करती हो तथा यह भी कि ऐसी परिस्थितियां तथा घटनाएं विद्युत उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण से परे हों तथा जिन्हें टाला न जा सकता हो, भले ही विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा युक्तियुक्त सावधानी बरती गई हो या फिर उसके द्वारा युक्तियुक्त उपयोगिता से संव्यवहारों को अपनाया गया हो ;
- (क) दैवी घटना जिनमें शामिल हैं तड़ित, सूखा, अग्निकाण्ड तथा विस्फोट, भूकम्प, ज्वालामुखी उद्भेदन, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय विस्मयकारी घटनाएं या फिर अपवादस्वरूप विपरीत मौसमी परिस्थितियां जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकी आंकड़ों से अधिक हों ; अथवा
- (ख) युद्ध, हमला, सशस्त्र संघर्ष की कोई घटना, या विदेशी शत्रु, नाकाबंदी, नौका-अवरोध, क्रान्ति, दंगा, विद्रोह की कार्यवाही, या कोई सैनिक कार्यवाही ; अथवा
- (ग) व्यापक औद्योगिक हड़तालें तथा श्रमिक अशान्ति की घटनाएं जिनका भारत में राष्ट्रव्यापी विपरीत प्रभाव पड़ता हो ; अथवा
- (घ) परियोजना के सांविधिक अनुमोदन में विलंब, केवल उसे छोड़कर जहां विलम्ब के लिये परियोजना विकासक उत्तरदायी हो ;

- (25) 'ईंधन प्रदाय अनुबन्ध' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा ईंधन प्रदायक के मध्य विद्युत उत्पादन हेतु तथा हितग्राहियों को विद्युत प्रदाय हेतु दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध (पीपीए) के अन्तर्गत निर्दिष्ट ईंधन के प्रदाय हेतु निष्पादित अनुबन्ध ;
- (26) 'विद्युत उत्पादन केन्द्र' का वही अभिप्राय होगा जैसा कि इसे विद्युत अधिनियम की धारा 2 की उपधारा 30 के अधीन परिभाषित किया गया हो तथा इन विनियमों के प्रयोजन से इनमें विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रक्रम अथवा खण्ड (ब्लाक) अथवा इकाईयां भी सम्मिलित होंगी;
- (27) 'विद्युत उत्पादन इकाई' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को छोड़कर) के संबंध में अभिप्रेत है वाष्प विद्युत उत्पादक, टरबाइन विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयां अथवा किसी संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत टरबाइन-विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयां अथवा प्रज्वलन टरबाइन विद्युत उत्पादक संयोजित वाष्प टरबाइन विद्युत उत्पादन तथा इसकी सहायक इकाईयां; तथा विद्युत जल उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है टरबाइन विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाईयां ;
- (28) 'ग्रिड संहिता' से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (पुनरीक्षण-द्वितीय) 2019 जैसा कि इसे समय-समय पर संशोधित किया जाए या फिर इसमें किये जाने वाले अनुवर्ती पुनर्अधिनियमन ;
- (29) 'सकल ऊष्मीय मान' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है एक किलोग्राम कोयले अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैस ईंधन, जैसा कि लागू हो, के सम्पूर्ण प्रज्वलन द्वारा किलो कैलोरी में उत्पादित ऊष्मा की मात्रा;
- (30) 'सकल ऊष्मीय मान' जैसा कि इसे प्राप्त किया गया है' से अभिप्रेत है कोयले का सकल ऊष्मीय मान जैसा कि इसका मापन ताप विद्युत केन्द्र के उत्तरान स्थल पर भारित वैगनों, ट्रकों, रोपवे, चकदौले/चक्र, (मैरी-गो-अराऊंड), बेल्ट कन्वेयर तथा पोत (शिप) पर भारतीय मानक IS 436 (भाग-1/धारा-1) 1964 के अनुसार किया गया हो ;

परन्तु कोयले का मापन विद्युत उत्पादन कम्पनियों द्वारा नियुक्त किये जाने वाले तृतीय पक्षकार द्वारा औचक नमूना व्यवस्था (सैम्पलिंग) के माध्यम से केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा-निर्देशों के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु यह और कि कोयले के नमूनों का संग्रहण या तो हस्तचालित विधि द्वारा या द्रवचालित शकुनिया (ऑमर) या फिर कार्मिक तथा उपकरणों की सुरक्षा को

दृष्टिगत रखते हुए किसी अन्य विधि द्वारा जैसा कि इसे उपयुक्त समझा जाए, किया जाएगा :

परंतु यह और भी कि विद्युत उत्पादन कम्पनियां सकल ऊष्मीय मान के मापन हेतु उचित पारदर्शी विधि द्वारा नमूनों के संग्रहण, उन्हें तैयार करने तथा परीक्षण हेतु किसी समुन्नत प्रौद्योगिकी को भी अपना सकेंगी ;

- (31) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर' से अभिप्रेत है किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (स्टेशन) में ऊष्मा शक्ति का किलो कैलोरी में निवेश जिसके द्वारा उसके उत्पादन छोरों पर एक किलोवाट ऑवर विद्युत ऊर्जा का उत्पादन हो सके ;
- (32) 'भारतीय शासन माध्यम' से अभिप्रेत है भारत सरकार, राज्य सरकार (जहां परियोजना अवस्थित है) तथा भारत सरकार या राज्य सरकार (जिसके अंतर्गत परियोजना अवस्थित है) द्वारा नियंत्रित कोई मंत्रालय या विभाग मण्डल (बोर्ड) या अभिकरण (एजेन्सी) या फिर न्यायिक कल्प जिसे भारत में सुसंबद्ध संविधियों द्वारा गठित किया गया है ;
- (33) 'अस्थाई विद्युत' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई या खण्ड (ब्लॉक) की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेपित की गई विद्युत ;
- (34) 'स्थापित क्षमता' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाईयों की नामपट्टिका पर दर्शाई गई क्षमताओं का योग अथवा विद्युत उत्पादन केन्द्र के उत्पादक छोरों (टर्मिनलों) पर की गई गणनानुसार क्षमता, जैसा कि आयोग द्वारा इसे समय-समय पर अनुमोदित किया जाए ;
- (35) 'पूंजी निवेश अनुमोदन' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु प्रशासनिक स्वीकृति के सम्प्रेषण से है जिसमें परियोजना की निधियों की व्यवस्था तथा परियोजना के कार्यान्वयन हेतु निर्धारित समय-सीमा भी शामिल है :

परंतु यह कि पूंजी निवेश अनुमोदन की तारीख की गणना विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल के संकल्प जारी होने की तारीख से की जाएगी जहां संचालक मण्डल ऐसा अनुमोदन प्रदान करने हेतु सक्षम है तथा अन्य प्रकरणों में यह सक्षम प्राधिकारी के स्वीकृति पत्र जारी होने की तारीख से होगी ;

- (36) 'किलोवाट ऑवर' से अभिप्रेत है विद्युत ऊर्जा की इकाई (यूनिट) जिसका मापन एक घंटे

की अवधि के दौरान विद्युत के एक किलोवाट अथवा एक हजार वाट मापन द्वारा उत्पादन या खपत के रूप में किया जाता है ;

- (37) 'आगमित ऊर्जा लागत' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र के उत्तरान स्थल (अनलोडिंग पाईट) पर प्रदत्त कोयले की कुल लागत तथा इनमें सम्मिलित होंगे आधार मूल्य, धावित (वाशरी) प्रभार जहां कहीं भी वे लागू हों, परिवहन लागत (विदेशी या अन्तर्देशीय अथवा दोनों) तथा हथालन लागत, तृतीय पक्षकार औचक नमूना व्यवस्था (सैम्पलिंग) हेतु प्रभार तथा प्रयोज्य सांविधिक प्रभार;
- (38) 'उच्चतम निरंतर मूल्यांकन' किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के किसी उत्पादक के छोरों (टर्मिनलों) पर उच्चतम निरंतर विद्युत उत्पादन जिसे निर्माता कंपनी द्वारा निर्धारित मानदण्डों के अनुसार प्रत्याभूत (गारंटी) किया गया हो तथा संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के खण्ड के संबंध में अभिप्रेत है उत्पादक छोर पर उच्चतम निरंतर उत्पादन जिसे निर्माता द्वारा जल अथवा वाष्प अन्तःक्षेपण (लागू होने की दशा में) द्वारा 50 हर्ट्ज तक शोधित ग्रिड आवृत्ति (फ्रिक्वेंसी) तथा विनिर्दिष्ट स्थल परिस्थितियों के अनुसार प्रत्याभूत किया गया हो ;
- (39) 'नवीन परियोजना' से अभिप्रेत विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई से है जिसके द्वारा दिनांक 1.4.2019 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन तारीख प्राप्त की जाए ;
- (40) 'प्रचालन तथा संधारण व्यय' से अभिप्रेत है परियोजना अथवा उसके किसी भाग के प्रचालन तथा संधारण पर किया गया कोई व्यय, समर्पित पारेषण लाईन, उसके किसी भाग को सम्मिलित करते हुए, तथा इसमें सम्मिलित होंगे जनशक्ति, मरम्मत, संधारण कलपुर्जों, उपभोज्य सामग्रियों, बीमा तथा उपरिव्यय एवं ईंधन लागत जिसका उपयोग विद्युत के उत्पादन पर न किया गया हो ;
- (41) 'मूल परियोजना लागत' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा पृथक्कृत दिनांक तक परियोजना के मूल क्षेत्राधिकार के अन्तर्गत किया गया पूंजीगत व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया गया हो ;
- (42) 'संयंत्र उपलब्धता कारक' से किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अवधि हेतु से अभिप्रेत है उक्त अवधि हेतु समस्त दिवसों हेतु दैनिक घोषित क्षमताओं का औसत जिसमें से मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत (मेगावाट में) को घटाकर इसे स्थापित

क्षमता के प्रतिशत में व्यक्त किया जाएगा ;

- (43) 'संयंत्र भार कारक' से किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र या किसी इकाई (यूनिट) के संबंध में किसी प्रदत्त अवधि से अभिप्रेत है, उक्त अवधि के दौरान अनुसूचित विद्युत उत्पादन से तत्संबंधी प्रेषित की गई कुल ऊर्जा की मात्रा जिसे उक्त अवधि के दौरान स्थापित क्षमता से तत्संबंधी प्रेषित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N SG_i / \{N \times IC \times (100 - AUX_n)\} \%$$

जहां

IC = विद्युत उत्पादन केन्द्र या इकाई की मेगावाट में व्यक्त की गई स्थापित क्षमता,

SG_i = अवधि के iवें समय खण्ड हेतु मेगावाट में व्यक्त किया गया अनुसूचित विद्युत उत्पादन,

N = अवधि के दौरान समय खण्डों की संख्या तथा

AUX_n = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत जिसे सकल विद्युत उत्पादन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया गया है ;

- (44) 'परियोजना' से अभिप्रेत है :

(एक) किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के समस्त घटक तथा इसमें सम्मिलित हैं प्रदूषण नियंत्रण प्रणाली, बहिःस्त्राव उपचार संयंत्र, समर्पित पारेषण तन्तुपथ (लाईन)/प्रणाली, जैसी कि वह आवश्यक हो ; और

(दो) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के समस्त घटक तथा इनमें सम्मिलित हैं बांध, अन्तर्ग्रहण जल संचालन प्रणाली, विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा योजना की विद्युत उत्पादन इकाईयां जैसा कि वे विद्युत उत्पादन से संविभाजित हैं ;

- (45) 'युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण' से अभिप्रेत है किये गये या प्रस्तावित किये गये पूंजीगत व्यय, वित्तीय प्रबंध योजना, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत तथा समय आधिक्य तथा ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण बाबत उपयुक्त माना जाए, का तर्कसंगत होने संबंधी सूक्ष्म परीक्षण। युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण करते समय आयोग द्वारा इस तथ्य की जांच-पड़ताल भी की जाएगी कि क्या विद्युत उत्पादन

कम्पनी द्वारा परियोजना के निष्पादन के दौरान अपने मूल्यांकन तथा निर्णयों में सावधानी बरती गई है ;

- (46) 'उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र' से अभिप्रेत है कोई ऐसा जल विद्युत केन्द्र जिसके द्वारा विद्युत का उत्पादन जल ऊर्जा के रूप में संग्रहीत ऊर्जा के माध्यम से किसी निम्न स्तर पर स्थित जलाशय से उच्च स्तर पर स्थित जलाशय की ओर जल के उद्वहन (पम्पिंग व्यवस्था) के माध्यम से किया जाता है ;
- (47) 'त्रैमास' से अभिप्रेत है किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में तीन माह की अवधि जो माह अप्रैल, जुलाई, अक्टूबर तथा जनवरी के प्रथम दिवस से प्रारंभ होगी तथा किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में प्रथम त्रैमास के संबंध में परिचालन की प्रारंभिक तारीख से यथास्थिति माह जून, सितम्बर, दिसम्बर अथवा मार्च माह की अंतिम तारीख होगी ;
- (48) 'पुनरीक्षित उत्सर्जन मानक' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में तात्पर्य है पुनरीक्षित मानदण्ड जैसा कि इन्हें पर्यावरण (संरक्षण) नियम 2015, या फिर समय-समय पर अन्य किन्हीं नियमों द्वारा अधिसूचित किया जाए ;
- (49) 'नदी-बहाव आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र' से अभिप्रेत है जल विद्युत उत्पादन केन्द्र जिस पर नदी के बहाव की प्रतिकूल दिशा की ओर कोई जलाशय निर्मित नहीं किया गया है ;
- (50) 'नदी बहाव पर जलाशय आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र' से अभिप्रेत है विद्युत की दैनिक परिवर्तनीय मांग की पूर्ति हेतु पर्याप्त क्षमता से युक्त जलाशय वाला जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र ;
- (51) 'अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तारीख ' से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी विद्युत उत्पादन इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख (या) जैसा कि इसके बारे में पूंजी निवेश अनुमोदन में दर्शाया गया हो या फिर विद्युत क्रय अनुबंध में सम्मत किया गया हो तथा इनमें से जो भी पूर्व में घटित हो ;
- (52) 'अनुसूचित ऊर्जा' से अभिप्रेत है संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किसी प्रदत्त कालावधि हेतु कार्यक्रमबद्ध की जाने वाली विद्युत उत्पादन केन्द्र से ग्रिड में अन्तःक्षेप की जाने वाली विद्युत ऊर्जा की मात्रा ;
- (53) 'अनुसूचित विद्युत उत्पादन' का किसी समय पर या किसी समयावधि या किसी समय-खण्ड हेतु अभिप्रेत है संबद्ध भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रदत्त एक्स-बस से विद्युत उत्पादन का कार्यक्रम मेगावाट अथवा मेगावाट औवर में ;

- (54) 'प्रारंभ तारीख या शून्य तारीख' से अभिप्रेत है परियोजना के क्रियान्वयन के प्रारंभ हेतु पूंजी निवेश अनुमोदन में दर्शाई गई तारीख तथा जहां कोई भी तारीख दर्शाई न गई हो वहां पूंजी निवेश अनुमोदन की तारीख को प्रारंभ तारीख या शून्य तारीख माना जाएगा ;
- (55) 'संग्रहण प्रकार का विद्युत उत्पादन केन्द्र' से अभिप्रेत है जल विद्युत उत्पादन केन्द्र जो जल संग्रहण क्षमता से संबद्ध है जो उसे विद्युत की मांग के अनुरूप विद्युत के परिवर्तनीय उत्पादन हेतु सक्षम बनाता है ;
- (56) 'ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र' से अभिप्रेत है कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र या उससे संबद्ध कोई इकाई जिसके द्वारा विद्युत का उत्पादन ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में जीवाष्म ईंधन, जैसे कि कोयला, गैस, तरल ईंधन या इनके किसी संयोजन के उपयोग द्वारा किया जाता है ;
- (57) 'निष्पादन परीक्षण या परिचालन परीक्षण' का किसी केन्द्रीय ताप विद्युत केन्द्र या उसकी इकाई के संबंध में अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई का नामोद्दिष्ट ईंधन पर उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका मूल्यांकन पर निरन्तर 72 घंटे की अवधि हेतु सफलतापूर्वक परिचालन तथा केन्द्रीय जल विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा अन्तर्राज्यीय विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई द्वारा निरन्तर 12 घंटे की अवधि हेतु सफलतापूर्वक परिचालन :
- परंतु यह कि :
- (एक) चार घंटे की संचयी अवधि हेतु लघु व्यवधान को परीक्षण की अवधि के दौरान तत्संबंधी वृद्धि के साथ अनुज्ञेय किया जाएगा। चार घंटे से अधिक की अवधि हेतु संचयी व्यवधान पाये जाने पर परिचालन परीक्षण अथवा निष्पादन परीक्षण की पुनरावृत्ति की जाएगी,
- (दो) आंशिक भारण को इस शर्त पर अनुज्ञेय किया जा सकेगा कि निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) अवधि के दौरान औसत भार उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन, अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका मूल्यांकन, व्यवधान अवधि तथा आंशिक भारण को छोड़कर परन्तु तत्संबंधी विस्तारित अवधि को सम्मिलित करते हुए, से कम न होगी,
- (तीन) जहां हितग्राहियों को विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के क्रय हेतु बंधित किया गया हो, वहां निष्पादन परीक्षण अथवा निष्पादन परीक्षण की प्रत्येक पुनरावृत्ति

विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा हितग्राहियों तथा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र को यथास्थिति न्यूनतम सात दिवस की सूचना अवधि के पश्चात् ही प्रारंभ की जा सकेगी, तथा

(चार) केन्द्रीय ताप तथा जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा अन्तर्राष्ट्रीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों की इकाईयों को उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका मूल्यांकन की यथास्थिति, 105% या 110% तक की भार में वृद्धि की क्षमता भी प्रदर्शित करनी होगी ;

(58) 'उत्तरान स्थल' से अभिप्रेत है कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के भीतर कोयला उत्तरान स्थल (अनलोडिंग पाईट) जहां कोयले को रेलवे रैक या फिर परिवहन के किसी अन्य साधन से उतारा जाता हो ;

(59) 'उपयोगी जीवनकाल' का किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई के बारे में इसकी वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से अभिप्रेत निम्नानुसार है, अर्थात्

1	कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र	25 वर्ष
2	जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र, उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को सम्मिलित करते हुए	40 वर्ष

परन्तु परियोजनाओं का उपयोगी जीवनकाल पूर्ण होने पर इनके जीवनकाल में वृद्धि संबंधी निर्णय आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उसकी गुणवत्ता के आधार पर लिया जाएगा ; और

(60) 'वर्ष' से अभिप्रेत है किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में दिनांक एक अप्रैल से 31 मार्च तक का वित्तीय वर्ष तथा नवीन परियोजना के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से 31 मार्च तक की समयावधि।

3.2 उन शब्दों तथा अभिव्यक्तियों के जो इन विनियमों में प्रयुक्त हुए हैं तथा इनमें परिभाषित नहीं किए गए हैं परन्तु अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में परिभाषित किए गए हैं वही अर्थ रखेंगे जैसा कि अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में उनके लिए प्रदान किये गए हैं।

अध्याय - 2

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

4. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

4.1 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई हेतु वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अवधारण निम्नानुसार किया जाएगा :

- (1) किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र की विद्युत उत्पादन इकाई अथवा उसके खण्ड (ब्लॉक) के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का तात्पर्य विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा घोषित की गई उक्त तारीख से होगा जैसा कि वह एक सफल निष्पादन परीक्षण के माध्यम से, यथास्थिति, तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र से अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता या फिर नामोद्दिष्ट ईंधन पर नामपट्टिका का मूल्यांकन द्वारा प्रदर्शित किया जाए तथा पूर्णरूपेण एक विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में यह उत्पादन केन्द्र की अन्तिम इकाई अथवा खण्ड (ब्लॉक) की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख होगी:

परंतु यह कि :

- (एक) जहां हितग्राही/क्रेता विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत क्रय करने बाबत बंधित न किए गये हों वहां निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) या निष्पादन परीक्षण की प्रत्येक पुनरावृत्ति विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा हितग्राहियों तथा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र अथवा राज्य भार प्रेषण केन्द्र को, यथास्थिति, क्रेताओं द्वारा प्रदत्त न्यूनतम सात दिवस की सूचना (नोटिस) अवधि के बाद प्रारंभ होगी ;
- (दो) जहां हितग्राही/क्रेता विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत क्रय करने बाबत बंधित न किये गये हों वहां निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) या निष्पादन परीक्षण की प्रत्येक पुनरावृत्ति विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र अथवा राज्य भार प्रेषण केन्द्र को, यथास्थिति, प्रदत्त सात दिवस की सूचना (नोटिस) अवधि के बाद प्रारंभ होगी ;

(तीन) विद्युत उत्पादन कम्पनी यह प्रमाणित करेगी कि :

(क) विद्युत उत्पादन केन्द्र केन्द्रीय विद्युत अभिकरण द्वारा निर्दिष्ट विनियम 'Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations 2010' तथा विद्युत ग्रिड संहिता, यथास्थिति, तकनीकी मानदण्डों की सुसंबद्ध आवश्यकताओं तथा प्रावधानों की पूर्ति करता है ;

(ख) मुख्य संयंत्र उपकरण तथा सहायक प्रणालियां, संयंत्र के अवशेष भाग, जैसे कि ईंधन तेल प्रणाली, कोयला हथालन संयंत्र, विखनिजीकृत संयंत्र (डीएम प्लांट), पूर्व उपचार संयंत्र, राखड़ निपटान संयंत्र (ऐश डिस्पोसल प्लांट) तथा अन्य कोई स्थल विशिष्ट प्रणाली को सम्मिलित करते हुए, को क्रियाशील किया जा चुका है तथा अनवरत आधार पर विद्युत उत्पादन केन्द्र इकाईयों के पूर्ण भार परिचालन हेतु सक्षम हैं ; तथा

(ग) स्थाई विद्युत प्रदाय प्रणाली, आपात विद्युत प्रदाय व्यवस्थाओं को सम्मिलित करते हुए तथा समस्त आवश्यक साधन-विनियोग (इन्स्ट्रुमेंटेशन), नियंत्रण तथा संरक्षण प्रणालियां एवं इकाई के पूर्ण भार परियालन हेतु ऑटो छोर (ऑटोलूप्स) सेवा में संस्थापित किये जा चुके हैं ;

(चार) उपरोक्त खण्ड (तीन) के अन्तर्गत वांछित प्रमाण-पत्रों को विद्युत उत्पादन कम्पनी के अध्यक्ष सह प्रबन्ध संचालक/मुख्य कार्यपालन अधिकारी/प्रबंध संचालक द्वारा हस्ताक्षरित किया जाएगा तथा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख घोषित किये जाने से पूर्व प्रमाण-पत्र की एक प्रतिलिपि संबंधित क्षेत्रीय ऊर्जा समिति तथा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राज्य भार प्रेषण केन्द्र के सदस्य सचिव को प्रस्तुत की जाएगी। विद्युत उत्पादन कम्पनी खण्ड (तीन) के अधीन वांछित अनुसार प्रमाण-पत्रों हेतु संचालक मण्डल का अनुमोदन वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से तीन माह के भीतर प्रस्तुत करेगी ;

(पांच) निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) इन विनियमों के विनियम 3.1 (57) के अनुसार संचालित किया जाएगा ;

(छः) आंशिक भार को इस शर्त पर अनुज्ञेय किया जा सकेगा कि निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) अवधि के दौरान औसत भार, उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका मूल्यांकन, व्यवधान अवधि तथा आंशिक भारण को छोड़कर परन्तु तत्संबंधी विस्तारित अवधि को सम्मिलित करते हुए, से कम न होगा ;

(सात) जहां निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) के आधार पर विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका

मूल्यांकन से तत्संबंधी स्थापित क्षमता को प्रदर्शित करने में विफल रहती हो, वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी के पास क्षमता का दर-ह्रास (डिरेट) करने या फिर निष्पादन परीक्षण की पुनरावृत्ति करने का विकल्प विद्यमान होगा। जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी इकाई क्षमता का दर-ह्रास करने का निर्णय लेती है वहां ऐसे प्रकरणों में प्रदर्शित क्षमता दर-ह्रासित क्षमता के 105 प्रतिशत से अधिक या बराबर होगी ;

(आठ) संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र, यथास्थिति, विद्युत उत्पादन कम्पनी को वाणिज्यिक प्रचालन तारीख घोषित किये जाने हेतु निष्पादन परीक्षण पर आधारित विद्युत उत्पादन आंकड़ों की प्राप्ति के सात दिवस के भीतर स्वीकृति से अवगत करायेगा ;

(नौ) यदि, यथास्थिति, संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के संज्ञान में निष्पादन परीक्षण में किसी प्रकार की कमियां आती हैं तो निष्पादन परीक्षण पर आधारित विद्युत आंकड़ों की प्राप्ति के सात (7) दिवस के भीतर इस कमी को विद्युत उत्पादन कम्पनी को सम्प्रेषित किया जाएगा ; तथा

(दस) विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई से विद्युत प्रदाय की कार्यक्रमबद्धता (शेड्यूलिंग) वाणिज्यिक प्रचालन घोषित किये जाने की तारीख के उपरान्त 00.00 बजे से प्रारंभ होगी।

2. किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र की विद्युत उत्पादन इकाई के संबंध में, उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र को सम्मिलित करते हुए, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से तात्पर्य विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा घोषित की गई उक्त तारीख से होगा जैसा कि वह एक सफल निष्पादन परीक्षण के माध्यम से, यथास्थिति, तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र से अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् स्थापित क्षमता से तत्संबंधी उच्चतम सुयोग्यता द्वारा प्रदर्शित किया जाए तथा पूर्णरूपेण एक विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में यह उत्पादन केन्द्र की अन्तिम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख होगी :

परन्तु यह कि :

- (एक) जहां हितग्राही/क्रेता विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत क्रय करने बाबत बंधित किए गये हों वहां निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) या फिर निष्पादन परीक्षण की प्रत्येक पुनरावृत्ति जल विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा हितग्राहियों तथा संबद्ध

क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र अथवा राज्य भार प्रेषण केन्द्र को, यथास्थिति, क्रेताओं द्वारा प्रदत्त न्यूनतम सात दिवस की नोटिस अवधि के बाद प्रारंभ होगी ;

(दो) जहां हितग्राही/क्रेता विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत क्रय करने बाबत बंधित न किये गये हों वहां निष्पादन परीक्षण विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र अथवा राज्य भार प्रेषण केन्द्र को, यथास्थिति, प्रदत्त सात दिवस की सूचना (नोटिस) अवधि के बाद प्रारंभ होगा ;

(तीन) विद्युत उत्पादन कम्पनी यह प्रमाणित करेगी कि :

(क) विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी कोई इकाई केन्द्रीय विद्युत अभिकरण द्वारा निर्दिष्ट विनियम 'Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations 2010' तथा भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता, यथास्थिति, तकनीकी मानदण्डों की सुसंबद्ध आवश्यकताओं तथा प्रावधानों की पूर्ति करती है ;

(ख) मुख्य संयंत्र उपकरण तथा सहायक प्रणालियां, निस्सारण (ड्रेनेज) जल उलीचने (डिवाटरिंग) की प्रणाली, प्राथमिक तथा द्वितीयक शीतलन प्रणाली, निम्न दाब तथा दाब वायु सम्पीड़क (एलपी तथा एचपी एअर कम्प्रेसर), अग्निशमन प्रणाली, आदि को सम्मिलित करते हुए, को क्रियाशील किया जा चुका है तथा अनवरत आधार पर विद्युत उत्पादन केन्द्र इकाईयों के पूर्ण भार परिचालन हेतु सक्षम हैं ; और

(ग) स्थाई विद्युत प्रदाय प्रणाली, आपात विद्युत प्रदाय व्यवस्थाओं को सम्मिलित करते हुए तथा समस्त आवश्यक साधन-विनियोग (इन्स्ट्रुमेंटेशन), नियंत्रण तथा संरक्षण प्रणालियां एवं इकाई के पूर्ण भार परिचालन हेतु ऑटो छोर (ऑटोलूप्स) सेवा में संस्थापित किये जा चुके हैं ;

(चार) उपरोक्त खण्ड (तीन) के अन्तर्गत वांछित प्रमाण-पत्रों को विद्युत उत्पादन कम्पनी के अध्यक्ष सह प्रबन्ध संचालक/मुख्य कार्यपालन अधिकारी/प्रबंध संचालक द्वारा हस्ताक्षरित किया जाएगा तथा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख घोषित किये जाने से पूर्व प्रमाण-पत्र की एक प्रतिलिपि को संबंधित क्षेत्रीय ऊर्जा समिति तथा संबद्ध क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राज्य भार प्रेषण केन्द्र के

सदस्य सचिव को प्रस्तुत की जाएगी। विद्युत उत्पादन कम्पनी खण्ड (तीन) के अधीन वांछित अनुसार प्रमाण-पत्रों हेतु संचालक मण्डल का अनुमोदन वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से तीन माह के भीतर प्रस्तुत करेगी ;

(पांच) निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) इन विनियमों के विनियम 3.1 (57) के अनुसार संचालित किया जाएगा ;

(छः) जहां निष्पादन परीक्षण (ट्रायल रन) के आधार पर विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन अथवा स्थापित क्षमता अथवा नामपट्टिका मूल्यांकन से तत्संबंधी स्थापित क्षमता को प्रदर्शित करने में विफल रहती हो, वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी के पास क्षमता का दर-ह्रास (डिरेट) करने या फिर निष्पादन परीक्षण की पुनरावृत्ति करने का विकल्प विद्यमान होगा। जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी इकाई क्षमता का दर-ह्रास करने का निर्णय लेती हो वहां ऐसे प्रकरणों में प्रदर्शित क्षमता दर-ह्रासित क्षमता के 110 प्रतिशत से अधिक या बराबर होगी ;

(सात) ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र मय जलाशय या संग्रहण के स्थापित क्षमता तत्संबंधी शीर्ष क्षमता प्रदर्शित करने हेतु अपर्याप्त संग्रहण या अपर्याप्त जलाशय स्तर के कारण ऐसा किया जाना संभव न हो वहां विद्युत उत्पादन केन्द्र की अन्तिम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख को विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु समग्र रूप से माना जाएगा तथा ऐसे जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए स्थापित क्षमता के बराबर विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के लिए शीर्ष क्षमता प्रदर्शित किया जाना अनिवार्य होगा, जैसे ही ऐसे जलाशय/तालाब का स्तर प्राप्त कर लिया जाए ;

(आठ) यदि अपर्याप्त अन्तर्प्रवाह के कारण शीर्ष क्षमता के प्रदर्शन हेतु नदी बहाव जल विद्युत उत्पादन स्टेशन या उसकी विद्युत उत्पादन इकाई को वाणिज्यिक प्रचालन से कमतर घोषित कर दिया जाए तो ऐसे जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए यह अनिवार्य होगा कि जैसे ही उसे पर्याप्त जल अन्तर्प्रवाह उपलब्ध हो जाए, उसके द्वारा स्थापित क्षमता के बराबर शीर्ष क्षमता प्रदर्शित की जाए। शीर्ष क्षमता प्रदर्शित करने में विफल रहने पर इकाई द्वारा प्रदर्शित की गई क्षमता को वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से दर-ह्रासित (डिरेटेड) कर दिया जाएगा ;

(नौ) संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र, यथास्थिति, निष्पादन

परीक्षण पर आधारित विद्युत उत्पादन आंकड़ों की प्राप्ति के सात (7) दिवस के भीतर स्वीकृति प्रदान करेगा ;

(दस) यदि, यथास्थिति, क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के संज्ञान में निष्पादन परीक्षण के बारे में किसी प्रकार की कमियां पाई जाती हैं तो निष्पादन परीक्षण पर आधारित विद्युत आंकड़ों की प्राप्ति के सात (7) दिवस के भीतर इस कमी को विद्युत उत्पादन कम्पनी को सम्प्रेषित कर दिया जाएगा ; और

(ग्यारह) विद्युत प्रदाय की क्रमबद्धता (शेड्यूलिंग) वाणिज्यिक प्रचालन घोषित किये जाने की तारीख के उपरान्त 00.00 बजे से प्रारंभ होगी।

अध्याय – 3

विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण की प्रक्रिया

5. विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण :

5.1 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में विद्युत-दर का अवधारण सम्पूर्ण विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई के लिये किया जा सकेगा :

परन्तु यह कि :

(एक) जहां किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के किसी चरण से संबंधित समस्त विद्युत उत्पादन इकाईयों को दिनांक 1.4.2019 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी समग्र विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में दिनांक 1.4.2019 से दिनांक 31.03.2024 की अवधि हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से समेकित याचिका दायर करेगी ; और

(दो) ऐसी दशा में, जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र का वाणिज्यिक प्रचालन दिनांक 1.4.2019 को या तत्पश्चात् हो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत उत्पादन केन्द्र की ऐसी समस्त इकाईयों को संयोजित करते हुए एक समेकित याचिका दायर करेगी या फिर ऐसी इकाईयों के बारे में समुचित याचिका दायर करेगी जिनकी आवेदन तारीख से आगामी दो माह की अवधि के भीतर वाणिज्यिक प्रचालन तारीख प्राप्त किये जाने की संभावनाएं हों :

5.2 विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से परियोजना की पूंजीगत लागत को चरणों, इकाईयों में विखण्डित किया जा सकेगा, यदि ऐसा करना आवश्यक हो :

परन्तु जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का विघटन इसके विभिन्न चरणों या इकाईयों हेतु उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरण में साझी सुविधाओं को इकाई की स्थापित क्षमता के आधार पर संविभाजित किया जाएगा।

5.3 जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र की आंशिक विद्युत उत्पादन क्षमता हितग्राहियों को दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के माध्यम से विद्युत प्रदाय हेतु आबद्ध की गई हो वहां ऐसी आंशिक क्षमता हेतु इकाईयों को स्पष्ट रूप से चिन्हांकित किया जाएगा तथा ऐसे प्रकरणों में विद्युत-दर का अवधारण इस प्रकार से चिन्हांकित क्षमता हेतु किया जाएगा। जहां ऐसी आंशिक क्षमता से तत्संबंधी इकाई(यों) को चिन्हांकित किया जाना संभव न हो

वहां विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) सम्पूर्ण परियोजना की पूंजीगत लागत के संदर्भ में अवधारित की जा सकेगी, परन्तु इस प्रकार अवधारित की गई हितग्राहियों के लिये विद्युत प्रदाय हेतु अनुबंधित विद्युत-दर आंशिक क्षमता से तत्संबंधी प्रयोज्य होगी।

- 5.4 विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में विस्तारित क्षमता के लिये विद्युत-दर, यदि दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के माध्यम से हितग्राहियों को विद्युत प्रदाय हेतु आबद्ध की गई हो, तो इसका अवधारण इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र की साझी अधोसंरचना का उपयोग विस्तारित क्षमता के लिये किया जाएगा तथा विस्तारित क्षमता में नवीन प्रौद्योगिकी के प्रलाभ का विस्तार विद्यमान क्षमता हेतु भी किया जाएगा।

- 5.5 पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के क्रियान्वयन हेतु संस्थापित परिसम्पत्तियां विद्यमान विद्युत उत्पादन योजना का ही भाग होंगे तथा संबंधित विद्युत-दर का अवधारण पृथक से विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल द्वारा कार्य समापन प्रमाण-पत्र प्रस्तुत किये जाने पर किया जाएगा।

- 5.6 कोयला धोवन अस्वीकरणों (कोल वाशरी रिजेक्ट्स) का उपयोग करने वाले विद्युत उत्पादन केन्द्र जिन्हें केन्द्रीय या राज्य सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों द्वारा सरकारी कम्पनी तथा सरकारी कम्पनी से अन्य किसी कम्पनी द्वारा विकसित किया गया हो, की विद्युत-दर का अवधारण इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु सरकारी कम्पनी तथा सरकारी कम्पनी से अन्य कम्पनी के मध्य संयुक्त उपक्रम के प्रकरण में शासकीय कम्पनी से अन्य कम्पनी का अंशधारण (शेयर होल्डिंग), प्रत्यक्ष रूप से या फिर उसकी किसी सहायक कम्पनी या सम्बद्ध कम्पनी के माध्यम से, प्रदत्त शेयर पूंजी (पेडअप शेयर होल्डिंग) के 26 प्रतिशत से अधिक न होगा :

परन्तु यह और कि ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की विद्युत-दर के ऊर्जा प्रभार घटक का अवधारण कोयला धोवन परियोजना की स्थायी लागत तथा परिवर्तनीय लागत के आधार पर किया जाएगा :

परन्तु यह भी कि कोयला अस्वीकरणों (कोल रिजेक्ट्स) के सकल ऊष्मीय मान (ग्रास कैलोरिफिक वेल्यू) का मापन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों द्वारा संयुक्त रूप से किया जाएगा ।

5.7 सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण तथा ऊर्जा घटकों से सन्निहित बहुदेशीय जल विद्युत उत्पादन योजना के प्रकरण में केवल योजना हेतु विद्युत घटक को प्रभारणीय पूंजीगत लागत को ही विद्युत-दर के अवधारण हेतु मान्य किया जाएगा।

6. विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु आवेदन-पत्र :

6.1 नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के बारे में विद्युत उत्पादन कम्पनी को अपना आवेदन वाणिज्यिक प्रचालन की संभावित तारीख से 60 दिवस के भीतर, अनुलग्नक-एक में दर्शाये गए प्रपत्रों में समस्त सुसंगत प्रलेखों तथा भरे जाने वाले विवरणों के साथ दाखिल करना होगा :

परन्तु विद्युत उत्पादन कम्पनी अंकेक्षक प्रमाण पत्र वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के अनुसार व्यय की गई पूंजीगत लागत दर्शाते हुए प्रस्तुत करेगी तथा विद्युत-दर अवधि 2019-24 के तत्संबंधी वर्षों हेतु प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय के विवरण प्रस्तुत करेगी।

6.2 किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा बहुवर्षीय विद्युत-दर के अवधारण हेतु अपना आवेदन इन विनियमों की अधिसूचना जारी होने की तारीख से 60 दिवस के भीतर या फिर जैसा कि आयोग द्वारा निर्देशित किया जाए, इनमें से जो भी पूर्व में घटित हो, स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित, पूर्व ही से स्वीकृत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय संबंधी जानकारी को सम्मिलित करते हुए जिसे आयोग के पूर्व सत्यापन आदेश में स्वीकृत किया गया हो तथा विद्युत-दर अवधि 2019-24 के तत्संबंधी वर्षों हेतु प्राक्कलित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के साथ मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) विनियम 2020 के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा :

परन्तु आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां यह लागू हो, अन्तर्निहित अवधारणाओं के विवरण सम्मिलित किये जाएंगे।

6.3 ऐसे प्रकरण में जहां पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित किये जाने की आवश्यकता हो वहां एक आवेदन अनुपूरक विद्युत-दर (सप्लीमेंटरी टैरिफ) (क्षमता प्रभारों या ऊर्जा प्रभारों, अथवा दोनों के लिये) अंकेक्षक द्वारा प्रमाणित वास्तविक पूंजीगत व्यय पर आधारित प्रस्तुत करना होगा।

7. विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण :

7.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग के समक्ष एक याचिका इन विनियमों के अनुसार संलग्न प्रपत्रों के साथ आधारभूत अवधारणाओं के विवरणों को सम्मिलित करते हुए पूंजीगत व्यय तथा किये गये अतिरिक्त व्यय हेतु तथा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, जहां कहीं भी यह प्रयोज्य हो, दाखिल करेगी।

7.2 आयोग को सदैव विद्युत उत्पादन कंपनी की किसी स्वविवेक याचिका की प्रस्तुति द्वारा अथवा किसी अभिरूचि रखने वाले या प्रभावित पक्षकार द्वारा दायर याचिका पर, विद्युत-दर (टैरिफ) तथा उसके निबंधन तथा शर्तों के अवधारण का अधिकार होगा तथा आयोग द्वारा ऐसी अवधारण प्रक्रिया के संबंध में जैसा कि विनिर्दिष्ट किया जाए, पहल की जा सकेगी ;

परन्तु ऐसे विद्युत-दर (टैरिफ) के साथ संबंधित निबंधन तथा शर्तों की अवधारण संबंधी कार्रवाई को समय-समय पर यथासंशोधित मप्रविनिआ कार्य संचालन विनियमों में निर्धारित की गई प्रक्रिया के अनुसार क्रियान्वित किया जाएगा।

7.3 विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग को आवेदन के एक भाग के रूप में ऐसे प्रपत्रों में जैसा कि वे आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये जाएं, विस्तृत विवरण हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में प्रस्तुत करेगी। विद्युत उत्पादन कंपनी आवश्यक रूप से इकाईवार तथा केन्द्रवार विवरण जैसा कि वे प्रपत्रों में विनिर्दिष्ट किये गये हों, प्रस्तुत करेगी जिससे आयोग को वांछित अनुसार विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण में सुविधा हो।

7.4 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के संबंध में एक आवेदन जो अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा अथवा जिसे वाणिज्यिक प्रचालन तारीख तक किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो तथा अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा विद्युत-दर की अवधि के दौरान किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो इन विनियमों के अनुसार दाखिल किया जाएगा।

विद्युत उत्पादन कम्पनी को आवेदन प्रक्रियाबद्ध किये जाने के प्रयोजन से कतिपय अतिरिक्त समस्त जानकारी अथवा विवरण अथवा अभिलेख जो आवेदन पर यथोचित कार्रवाई के प्रयोजन से अनिवार्य समझे जाएं, प्रस्तुत करने होंगे :

परन्तु किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में, आवेदन स्वीकृत पूंजीगत लागत मय किसी अतिरिक्त पूंजीकरण के, जिसे पूर्व सत्यापन आदेश में स्वीकृत किया

जा चुका हो, विद्युत-दर अवधि वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 हेतु तत्संबंधी वर्षों के अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा :

परन्तु यह और भी कि आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां कहीं भी यह लागू हो, के संबंध में आधारभूत अवधारणाओं के विवरण भी सम्मिलित किये जाएंगे।

- 7.5** समस्त वांछित जानकारी, विवरण एवं अभिलेख जो आवश्यकताओं के परिपालनार्थ आवश्यक हों, सम्पूर्ण आवेदन के साथ प्राप्त होने की दशा में ही आवेदन को प्राप्त किया गया माना जाएगा तथा आयोग अथवा सचिव अथवा आयोग द्वारा इस प्रयोजन के लिए नामांकित अधिकारी आवेदन को संक्षेप में तथा ऐसी रीति में, जैसी कि वह विनिर्दिष्ट की जाए, यह सूचित करेंगे कि आवेदन प्रकाशन हेतु तैयार है, {कृपया देखें मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतानयोग्य फीस) विनियम, 2004 समय-समय पर यथासंशोधित}। विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आयोग को प्रस्तुत की गई अपनी याचिका के समस्त विवरण आयोग द्वारा उसे स्वीकार किये जाने की तारीख से सात कार्यकारी दिवस के भीतर अपने वैबस्थल (वेबसाईट) पर प्रदर्शित करने होंगे।
- 7.6** विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग को ऐसी समस्त पुस्तकें तथा अभिलेख (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियां) लेखांकन विवरण-पत्र, परिचालन तथा लागत आंकड़े जो आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अपेक्षित किए जाएं, प्रस्तुत करेगी।
- 7.7** आयोग, यदि उचित समझे, तो वह किसी भी समय व्यक्ति को ऐसी जानकारी जो विद्युत उत्पादन कंपनी ने आयोग को प्रस्तुत की है, ऐसी पुस्तकों तथा अभिलेखों की संक्षेपिका सहित (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियों के) उपलब्ध करा सकेगा :

परन्तु आयोग कतिपय आदेश जारी कर, यह निर्देशित कर सकेगा कि आयोग द्वारा संधारित की जाने वाली ऐसी जानकारी, अभिलेख व पत्र/सामग्रियां गोपनीय अथवा विशेषाधिकारयुक्त होंगी जो निरीक्षण हेतु अथवा प्रमाणित प्रतिलिपियों के रूप में उपलब्ध न कराई जा सकेंगी तथा आयोग यह भी निर्देशित कर सकेगा कि ऐसे अभिलेख, पत्र अथवा सामग्री को किसी ऐसी रीति द्वारा उपयोग न किया जा सकेगा, सिवाय जैसा कि आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से इस बाबत प्राधिकृत किया जाए।

- 7.8 यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों की आवश्यकताओं के अन्तर्गत किसी भी प्रकार से अपर्याप्त हो तो आयोग द्वारा जैसा कि आयोग के पदाधिकारियों द्वारा पाई गई कमियों में सुधार किये जाने बाबत निर्दिष्ट किया जाए, याचिका को विद्युत उत्पादन कम्पनी को एक माह के भीतर पुनः प्रस्तुत करने हेतु वापस कर दिया जाएगा।
- 7.9 यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी विनियमों के अनुसार हो तथा किये गये दावों के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु पर्याप्त हो तो आयोग प्रतिवादियों से याचिका दायर करने की तारीख से एक माह (अथवा आयोग द्वारा निर्दिष्ट की गई किसी समयावधि) के भीतर तथा अन्य कोई व्यक्ति, उपभोक्ता अथवा उपभोक्ता संघों को सम्मिलित करते हुए, प्राप्त किए गए सुझाव तथा आपत्तियां, यदि कोई हों, पर विचार करेगा। आयोग याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों तथा किसी अन्य व्यक्ति से, जिसे आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमति प्रदान की गई हो, की सुनवाई के बाद विद्युत-दर (टैरिफ) आदेश जारी करेगा।
- 7.10 नवीन परियोजनाओं के प्रकरण में, यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों के अनुसार हो तथा प्रस्तुत किये गये दावों के संबंध में युक्तियुक्त परीक्षण के कार्यान्वयन हेतु पर्याप्त हो तो आयोग अन्तरिम विद्युत-दर (टैरिफ) और/अथवा इन विनियमों के अधीन प्रावधानों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के बाद अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय पर आधारित आयोग द्वारा अवधारित वार्षिक स्थाई लागत के 90 प्रतिशत तक अन्तरिम आदेश जारी करने पर विचार कर सकेगा जो अन्तिम विद्युत-दर आदेश जारी होने पर इन विनियमों के विनियम 7.13 के अनुसार समायोजन के अध्वधीन होगा।
- 7.11 विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, विद्युत उत्पादन कम्पनी दिनांक 01.04.2019 से प्रारंभ होने वाली अवधि हेतु दिनांक 31.3.2019 की स्थिति में, इन विनियमों के अनुसार अन्तिम क्षमता प्रभारों का अनुमोदन होने तक आयोग द्वारा किये गये अनुमोदन के अनुसार हितग्राहियों को अन्तरिम रूप से बिल किया जाना जारी रखेगी :

परन्तु दिनांक 01.04.2019 से प्रभावशील ऊर्जा प्रभारों की बिलिंग इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किये गये परिचालन मानदण्डों के अनुसार की जाएगी :

परन्तु यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा हितग्राही को प्रस्तुत किये गये प्रावधिक देयकों के अन्तर को तथा आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार अवधारित की जाने वाली विद्युत-दर को हितग्राही से विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि

के तत्संबंधी वर्ष की एक अप्रैल को प्रचलित बैंक दर के बराबर साधारण ब्याज के साथ छः बराबर मासिक किस्तों में वसूल किया जाएगा अथवा उसे इसका प्रत्यर्पण (रिफण्ड) किया जाएगा।

7.12 आयोग विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं के प्रकरण में अन्तिम विद्युत-दर की स्वीकृति प्रतिवादियों से प्राप्त किये गये उत्तर, आम जनता या किसी व्यक्ति से प्राप्त किये गये सुझावों तथा आपत्तियों जिन्हें आयोग द्वारा अनुमति प्रदान की गई हो, पर विचार करने के बाद करेगा।

7.13 खण्ड 7.10 तथा 7.12 के अनुसार अवधारित की गई विद्युत-दर के अन्तर के बारे में हितग्राहियों को साधारण ब्याज के साथ विद्युत-दर अवधि के तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल की स्थिति में प्रचलित बैंक दर पर साधारण ब्याज के साथ आयोग द्वारा जारी विद्युत-दर (टैरिफ) आदेश की तारीख से वसूली की जाएगी या उसका प्रत्यर्पण किया जाएगा :

परंतु यह कि :

(एक) जहां आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) मानी गई पूंजीगत लागत प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत लागत के आधार पर मानी गई हो तथा वास्तविक पूंजीगत लागत से वर्ष-दर-वर्ष आधार पर आधिक्य 10 प्रतिशत से अधिक हो, वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी हितग्राहियों से अधिक पूंजीगत लागत से तत्संबंधी वसूल की गई अधिक विद्युत-दर (टैरिफ) का प्रत्यर्पण, आयोग द्वारा यथाअनुमोदित, मय ब्याज के जो तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 1.20 गुना होगी, करेगी।

(दो) जहां आयोग द्वारा विद्युत-दर में मानी गई पूंजीगत लागत प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर मानी गई हो तथा वास्तविक पूंजीगत व्यय से वर्ष-दर-वर्ष आधार पर पाई गई कमी 10 प्रतिशत से अधिक हो, वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी हितग्राहियों से विद्युत-दर (टैरिफ) में पाई गई किसी कमी की वसूली आयोग द्वारा यथाअनुमोदित मय ब्याज के तत्संबंधी वर्ष के एक अप्रैल को प्रचलित बैंक दर पर करेगी।

8. विशिष्ट परिस्थितियों का सैद्धान्तिक अनुमोदन :

8.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी जो विधिक घटनाओं में परिवर्तन या फिर विशेष आकस्मिक परिस्थिति (फोर्स मेज्योर) के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण का दायित्व वहन करती हो वह

इस प्रकार का व्यय करने हेतु सैद्धान्तिक अनुमोदन के लिये हितग्राहियों अथवा दीर्घ अवधि उपभोक्ताओं को यथास्थिति पूर्व सूचना (नोटिस) जारी करने के बाद मय अन्तर्निहित अवधारणाओं, प्राक्कलनों के साथ इस प्रकार के व्यय के लिये औचित्य दर्शाते हुए याचिका दाखिल कर सकेगी यदि ऐसा प्राक्कलित व्यय परियोजना की स्वीकृत पूंजीगत लागत के 10 प्रतिशत अथवा रु. 100 करोड़, इनमें से जो भी कम हो, से अधिक हो।

9. विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण की विधि तथा सत्यापन :

9.1 आयोग विद्युत उत्पादन कंपनी की विद्युत-दर (टैरिफ) अवधियों का समय-समय पर निर्धारण करेगा। विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के सिद्धान्त विद्युत-दर अवधि के दौरान ही प्रयोज्य होंगे। इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत-दर अवधारण के मार्गदर्शी सिद्धान्त आगामी विद्युत-दर हेतु दिनांक प्रथम अप्रैल 2019 से 31 मार्च 2024 की अवधि तक वैध रहेंगे।

9.2 इन विनियमों के अन्तर्गत, विद्युत उत्पादन कंपनी से संबंधित विद्युत-दर (टैरिफ) इकाई (यूनिट)-वार अथवा इकाईयों के समूह हेतु अवधारित की जाएगी। तथापि, जब कभी भी किसी नवीन विद्युत उत्पादक इकाई की दिनांक 1.4.2019 के उपरान्त अभिवृद्धि की जाए तो आयोग द्वारा ऐसी नवीन इकाई(यों) हेतु पृथक् से विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित की जाएगी। विद्युत उत्पादन कंपनी प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु दिनांक 1.4.2019 से पूर्व की इकाईयों हेतु तथा तत्पश्चात् जोड़ी गई इकाईयों हेतु पृथक् से विभाजन दर्शाते हुए गणनाएं प्रस्तुत करेगी।

9.3 विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु परियोजना की पूंजीगत लागत को प्रक्रमवार तथा परियोजना के भाग के रूप में विशिष्ट इकाईयों द्वारा पृथक्कृत किया जाएगा। जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का प्रक्रमवार व इकाईवार ब्यौरा उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरणों में संयुक्त सुविधाओं को इकाईयों की क्षमता के आधार पर आनुपातिक रूप से विभाजित किया जाएगा। सिंचाई, बाढ़-नियंत्रण तथा ऊर्जा उत्पादन से संबंधित बहुदेशीय जल-विद्युत परियोजनाओं के प्रकरणों में केवल परियोजना के ऊर्जा उत्पादन से संबंधित घटक पर ही विद्युत-दर अवधारण हेतु विचार किया जाएगा।

व्याख्या : "परियोजना" में सम्मिलित है विद्युत उत्पादन केन्द्र।

- 9.4 विद्युत उत्पादन कंपनी विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के प्रारंभ में एक याचिका दाखिल करेगी। आयोग द्वारा उक्त वर्ष के दौरान जिस हेतु सत्यापन किये जाने संबंधी अनुरोध किया जा रहा है, किये गये पूंजीगत व्यय तथा वास्तविक रूप से किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आंकड़ों का सूक्ष्म परीक्षण तथा उसका सत्यापन करने हेतु समीक्षा की जाएगी। विद्युत उत्पादन कंपनी, सत्यापन के प्रयोजन हेतु, दिनांक 1.4.2019 से 31.3.2024 तक की अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु किये गये पूंजीगत व्यय तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय लेखा परीक्षकों (ऑडिटर्स) द्वारा यथाअंकेक्षित तथा यथाप्रमाणित किये गये अनुसार प्रस्तुत करेगी।
- 9.5 विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु बहुवर्षीय विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में इन विनियमों की अधिसूचना तारीख से 60 दिवस के भीतर दाखिल की जाएगी।
- 9.6 कोई वितरण अनुज्ञप्तिधारी जिसके पास एक विद्युत उत्पादन केन्द्र का स्वामित्व तथा उसके परिचालन का दायित्व हो, वह उसके विद्युत उत्पादन व्यवसाय, अनुज्ञप्त व्यवसाय तथा अन्य व्यवसायों के पृथक्-पृथक् लेखे संधारित करेगा तथा प्रस्तुत करेगा।
- 9.7 विद्युत उत्पादन कंपनी विद्युत उत्पादन केन्द्र या इससे संबद्ध किसी इकाई या खण्ड के बारे में प्रत्येक वर्ष हेतु इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट किये गए अनुसार हार्ड तथा सॉफ्ट प्रति में उन्हीं प्ररूपों में प्रति वर्ष दिनांक 15 नवम्बर तक सत्यापन अभ्यास के क्रियान्वयन हेतु एक आवेदन प्रस्तुत करेगी।
- 9.8 विद्युत उत्पादन कंपनी 1.4.2019 से 31.3.2024 की अवधि हेतु सत्यापन के प्रयोजन हेतु किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय तथा प्रमाणित पूंजीगत व्यय के विस्तृत विवरण लेखा परीक्षक (आडिटर) द्वारा विधिवत वर्ष-दर-वर्ष आधार पर अंकेक्षण तथा प्रमाणित कराने के पश्चात् प्रस्तुत करेगी।
- 9.9 जहां सत्यापन के बाद, वसूल की गयी विद्युत-दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत अनुमोदित विद्युत-दर (टैरिफ) से अधिक हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी वसूल की गई अधिक राशि का प्रत्यर्पण हितग्राहियों को इन विनियमों के विनियम 9.11 में निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगी।
- 9.10 जहां सत्यापन के बाद, वसूल की गयी विद्युत-दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत अनुमोदित विद्युत-दर (टैरिफ) से कम हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी हितग्राहियों से कम वसूल की गई राशि की वसूली इन विनियमों के विनियम 9.11 में

निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगी।

- 9.11 सत्यापन के बाद, यदि पूर्व में वसूल की गई विद्युत-दर (टैरिफ) इन विनियमों के अधीन आयोग द्वारा अनुमोदित की गई विद्युत-दर से अधिक हो या कम रहती हो तो विद्युत उत्पादन कम्पनी हितग्राहियों से अधिक या कम वसूल की गई राशि का प्रत्यर्पण या वसूली मय तत्संबंधी वर्षों की टैरिफ अवधि के प्रथम अप्रैल को लागू बैंक दर के बराबर दर पर छः बराबर मासिक किस्तों में करेगी।

10. **वार्षिक लेखे, प्रतिवेदनों आदि का प्रस्तुतिकरण :**

- 10.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी को लेखों के वार्षिक अंकक्षित लेखे तथा ऐसी अन्य जानकारी जैसी कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, प्रस्तुत करनी होगी। इसके अतिरिक्त, विद्युत उत्पादन कंपनी को आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित विभिन्न विनियमों तथा संहिताओं की सूचना संबंधी आवश्यकताओं का अनुपालन करना होगा।
- 10.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा वांछित जानकारी की प्रस्तुति के अभाव में, आयोग कतिपय स्वविवेक याचिका द्वारा भी कार्रवाई प्रारंभ कर सकेगा।

11. **विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण में अन्तराल :**

- 11.1 किसी भी वित्तीय वर्ष में विद्युत-दर (टैरिफ) अथवा विद्युत-दर का कोई भी अंश सामान्यतः एक से अधिक बार के अन्तराल में संशोधित नहीं किया जा सकेगा, केवल ऐसी परिस्थितियों को छोड़ कर जहां विनियमों के निबन्धनों में निर्दिष्टानुसार किसी परिवर्तन के संबंध में अनुमति प्रदान की जा चुकी हो। आयोग, स्वयं का समाधान हो जाने पर ही, जिस हेतु उसके द्वारा कारण लिखित में अभिलेखित किये जाएंगे, विद्युत-दर (टैरिफ) में अन्य पुनरीक्षण अनुज्ञेय कर सकेगा।

- 11.2 इन विनियमों के अन्य उपबन्धों के अध्यधीन, किसी वर्ष हेतु स्वीकृत किये गये व्ययों की वसूली किसी अनुवर्ती अवधि हेतु स्वीकृत अवधारित विद्युत-दर (टैरिफ) में समायोजन के अध्यधीन होगी, यदि आयोग इस बारे में सन्तुष्ट हो कि किसी राशि आधिक्य अथवा कमी जो उसके वास्तविक अथवा किये गये व्ययों से संबंधित है, का समायोजन अपरिहार्य है एवं वह किसी विशिष्ट कारण से विद्युत उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण में न होने के कारणवश है।

12. **सुनवाई :**

- 12.1 विद्युत-दर (टैरिफ) आवेदन पर सुनवाई संबंधी प्रक्रिया मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला

विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम 2004, समय-समय पर यथासंशोधित, में विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी।

13. आयोग के आदेश :

13.1 किसी याचिका के दायर किये जाने पर, आयोग विद्युत उत्पादन कंपनी से किसी अतिरिक्त जानकारी, विवरण, दस्तावेज, सार्वजनिक अभिलेख आदि, जैसा कि आयोग उचित समझे, की मांग कर सकेगा ताकि आयोग याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत गणनाओं, अनुमानों एवं अभिकथनों का मूल्यांकन कर सके।

13.2 जानकारी प्राप्त होने पर अथवा अन्यथा, आयोग समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 के उपबन्धों के अनुरूप समुचित आदेश जारी कर सकेगा।

14. अनुमोदित विद्युत-दर (टैरिफ) से भिन्न दर प्रभारित करना :

14.1 किसी विद्युत उत्पादन कंपनी के संबंध में जिसे हितग्राहियों से आयोग द्वारा अनुमोदित से भिन्न विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारित करते हुये पाया जाएगा, यह माना जाएगा कि उसके द्वारा आयोग के आदेशों का अनुपालन नहीं किया गया है, उसे अधिनियम की धारा 142 के अन्तर्गत तथा अधिनियम के अन्य उपबन्धों के अन्तर्गत उत्पादन कंपनी द्वारा देय अन्य किसी दायित्व पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना दण्डित किये जाने का भागी होगा। ऐसे प्रकरण में जहां वसूल की गई राशि, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई राशि से अधिक हो वहां इस प्रकार अधिक वसूल की गई राशि को हितग्राहियों को, जिनके द्वारा अधिक राशि का भुगतान किया गया है, मय उक्त अवधि के साधारण ब्याज के साथ जिसकी दर तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल की स्थिति में बैंक दर के बराबर होगी, आयोग द्वारा अधिरोपित अन्य किसी शास्ति के अलावा प्रत्यर्पण की जाएगी।

15. विद्युत उत्पादन कंपनी की वार्षिक समीक्षा :

15.1 विद्युत उत्पादन कंपनी नियतकालिक विवरणिकाएं जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए जिनमें परिचालन तथा लागत आंकड़े दर्शाये गये हों, आयोग को उसके आदेश के अनुपालन को सुनिश्चित बनाये जाने संबंधी अनुश्रवण (मानिट्रिंग) हेतु प्रस्तुत करेगी।

15.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग को उसके निष्पादन के वार्षिक विवरण-पत्र तथा लेखा मय अंकेक्षित लेखे के अन्तिम प्रतिवेदन के साथ प्रस्तुत करेगी।

अध्याय-4

विद्युत दर (टैरिफ) संरचना

16. विद्युत-दर (टैरिफ) के घटक :

16.1 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत प्रदाय के संबंध में विद्युत-दर (टैरिफ) में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात्, क्षमता प्रभार {वार्षिक स्थाई प्रभार की वसूली हेतु, जिसमें - ऐसे घटक शामिल होंगे जिन्हें इन विनियमों के विनियम 17 में विनिर्दिष्ट किया गया है} तथा ऊर्जा प्रभार {प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन लागत की वसूली हेतु जिन्हें इन विनियमों के विनियम 18 में विनिर्दिष्ट किया गया है}।

16.2 विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र में, यथास्थिति, पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के क्रियान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण अनुपूरक ऊर्जा प्रभार हेतु अनुपूरक क्षमता प्रभार आयोग द्वारा पृथक से अवधारित किये जाएंगे।

16.3 वार्षिक इकाई लागत की वसूली हेतु जिसके अन्तर्गत इन विनियमों के विनियम 17 में संदर्भित घटक सम्मिलित हैं, किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत प्रदाय के संबंध में विद्युत-दर (टैरिफ) में क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे जिन्हें इन विनियमों के विनियम 47 में विनिर्दिष्ट रीति के अनुसार व्युत्पादित किया जाएगा।

17. क्षमता प्रभार :

17.1 क्षमता प्रभारों को वार्षिक स्थाई लागत (एएफसी) के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की वार्षिक स्थाई लागत में निम्न घटक शामिल होंगे :

- (क) पूंजी पर प्रतिलाभ ;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज ;
- (ग) अवमूल्यन/अवक्षयण ;
- (घ) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज ; तथा
- (ङ) प्रचालन एवं संधारण व्यय :

परंतु जहां विनियम 30 के अनुसार नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के बदले में विशेष रियायत हेतु विकल्प प्रदान किया गया हो वहां इसकी वसूली पृथक से की जाएगी तथा कार्यकारी पूंजी की गणना हेतु इस पर विचार नहीं किया जाएगा।

18. ऊर्जा प्रभार :

18.1 ऊर्जा प्रभारों को किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र (जल-विद्युत को छोड़कर) की आगमित (लैंडिड) ईंधन लागत के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा तथा इसमें निम्न लागतें शामिल होंगी :

(क) प्राथमिक ईंधन की आगमित ईंधन लागत ;

(ख) द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत : और

(ग) चूना पत्थर (लाईम स्टोन) अथवा किसी अन्य अभिकर्मक (रिएजेंट) की लागत :

परन्तु करें तथा शुल्कों के बारे में किसी प्रत्यर्पण राशि को, मय ईंधन प्रदायकों से शास्ति के रूप में प्राप्त की गई किसी राशि को ईंधन लागत में समायोजित किया जाएगा ;

परन्तु यह और कि अनुपूरक ऊर्जा प्रभार, यदि कोई ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु लागू हों, का अवधारण आयोग द्वारा पृथक से किया जाएगा।

19. विद्युत-दर अवधारण हेतु आगमित ईंधन लागत :

19.1 विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन की आगमित ईंधन लागत का निर्धारण प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन की पिछले तीन माह की वास्तविक भारित औसत लागत के आधार पर किया जाएगा तथा पिछले तीन माह की आगमित लागतों के अभाव में विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्राथमिक ईंधन तथा द्वितीयक ईंधन के अन्तिम अधिप्राप्ति मूल्य पर जबकि नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से ठीक पूर्व पिछले तीन माह की लागतों पर विचार किया जाएगा।

20. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनके द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से 25 वर्ष की प्रचालन अवधि पूर्ण की जा चुकी है, हेतु विशेष प्रावधान :

20.1 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जिसके द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से 25 वर्ष की प्रचालन अवधि पूर्ण की जा चुकी हो, वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राही किसी व्यवस्था के बारे में सहमत हो सकते हैं जिनमें लक्ष्य उपलब्धता तथा प्रोत्साहन को सम्मिलित किया जा सकता है, जहां ऊर्जा प्रभार के अलावा, इन विनियमों

के अन्तर्गत क्षमता प्रभार का अवधारण किया जाता है, वहां पर इसकी वसूली अनुसूचित विद्युत उत्पादन के आधार पर की जाएगी।

- 20.2** इनकार करने हेतु प्रथम अधिकार हितग्राही का होगा तथा उपरोक्तानुसार व्यवस्था के निष्पादन हेतु इनकार किये जाने पर विद्युत उत्पादन कम्पनी ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र से ऐसी रीति द्वारा जैसा कि उसके द्वारा उपयुक्त समझा जाए, उत्पादित की गई विद्युत के विक्रय हेतु स्वतंत्र होगी।

अध्याय-5

पूँजीगत लागत तथा पूँजीगत संरचना की संगणना

21. पूँजीगत लागत :

21.1 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की पूँजीगत लागत, जैसा कि इसका अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के बाद किया जाएगा, विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगी।

21.2 किसी नवीन परियोजना की पूँजीगत लागत में निम्न पहलू शामिल होंगे :

(एक) परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख तक किया गया व्यय ;

(दो) निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज तथा वितीय प्रबंधन प्रभार, ऋणों पर (एक) लगाई गई 70 प्रतिशत निधि के बराबर, ऐसे प्रकरणों में जहां वास्तविक पूँजी लगाई गई निधि से 30 प्रतिशत अधिक हो, वहां आधिक्य पूँजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा, अथवा (दो) लगाई गई निधि के 30 प्रतिशत से कम लगाई गई निधि के प्रकरण में, ऋण की वास्तविक राशि के बराबर होगा ;

(तीन) निर्माण अवधि के दौरान किये गये ऋण के संबंध विदेश विनियम जोखिम विषमता के कारण प्राप्त किया गया कोई लाभ या वहन की गई कोई हानि ;

(चार) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज तथा निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय, जैसा कि इसकी गणना इन विनियम 23 के अनुसार की जाए ;

(पांच) पूँजीगत प्रारंभिक कलपुर्जे जो इन विनियमों के विनियम 25 में निर्दिष्ट उच्चतम दरों के अध्वधीन होंगे ;

(छः) अतिरिक्त पूँजीकरण तथा अपूँजीकरण के कारण किया गया व्यय जिसे इन विनियमों के अनुसार अवधारित किया जाए ;

(सात) वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से पूर्व अस्थाई विद्युत के विक्रय के कारण राजस्व में समायोजन द्वारा जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 32 में निर्दिष्ट किया गया है ;

(आठ) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के राखड़ निपटान (ऐश डिस्पोजल) पर किया गया पूँजीगत व्यय, हथालन तथा परिवहन सुविधा को सम्मिलित करते हुए ;

- (नौ) विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्राप्ति छोर तक कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अधोसंरचना तथा इसके आवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय परन्तु इसमें परिवहन लागत तथा अन्य कोई उपकरण लागत जिनका भुगतान रेलवे द्वारा किया जाए, सम्मिलित न होंगी ;
- (दस) पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण तथा मलजल उपचार संयंत्र हेतु पूंजीगत व्यय ;
- (ग्यारह) परियोजना हेतु पर्यावरण अनुमोदन की प्राप्ति हेतु शर्तों के अनुपालन के कारण व्यय ;
- (बारह) विधि में परिवर्तन तथा विशेष आकस्मिक परिस्थिति घटनाओं के कारण व्यय ; और
- (तेरह) आयोग द्वारा भारत सरकार द्वारा संचालित की जा रही निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार से संबंधित 'Perform, Achieve and Trade (PAT)' योजना के अंतर्गत मानदण्डों के क्रियान्वयन के कारण किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा या प्रक्षेपित की गई पूंजीगत लागत पर किये गये व्यय पर विचार 'पीएटी' योजना के अंतर्गत हितग्राहियों द्वारा परस्पर उपार्जित लाभों को साझा किये जाने के अध्वधीन किया जाएगा।

21.3 किसी विद्यमान परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न पहलू शामिल होंगे :

- (एक) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2019 से पूर्व स्वीकृत की गई पूंजीगत लागत जिसे विधिवत रूप से सत्यापित किया गया हो, परन्तु इसमें आयोग द्वारा पिछले सत्यापन आदेश तक जारी की गई किसी देयता को शामिल नहीं किया जाएगा;
- (दो) तत्संबंधी वर्ष हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) से संबद्ध अतिरिक्त पूंजीकरण तथा अपूंजीकरण जैसा जैसा कि इसे इन विनियमों के अनुसार अवधारित किया जाए;
- (तीन) नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण कोई व्यय जिसे आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार स्वीकृत किया जाए ;
- (चार) राखड़ निपटान (ऐश डिस्पोजल) के कारण पूंजीगत व्यय, हथालन तथा परिवहन सुविधा को सम्मिलित करते हुए ;
- (पांच) विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्राप्ति छोर तक कोयले के परिवहन हेतु रेलवे

अधोसंरचना तथा इसके आवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय परन्तु इसमें परिवहन लागत तथा अन्य कोई उपकरण लागत जिसका भुगतान रेलवे द्वारा किया जाए, सम्मिलित न होंगे ; और

- (छः) आयोग द्वारा भारत सरकार द्वारा संचालित की जा रही निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार से संबंधित 'Perform, Achieve and Trade (PAT)' योजना के अंतर्गत मानदण्डों के क्रियान्वयन के कारण किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा या प्रक्षेपित की गई पूंजीगत लागत पर किये गये व्यय पर विचार 'पीएटी' योजना के अंतर्गत हितग्राहियों द्वारा परस्पर उपार्जित लाभों को साझा किये जाने के अध्वधीन किया जाएगा।

21.4 विद्यमान/नवीन जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पूंजीगत लागत में निम्न लागतों को भी शामिल किया जाएगा :

- (एक) राष्ट्रीय पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन नीति तथा पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन समुच्चय के अनुरूप परियोजना की अनुमोदित पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन योजना लागत ; तथा
- (दो) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना तथा दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना परियोजना हेतु परियोजना विकासक का 10 प्रतिशत अंशदान ।

21.5 विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं की पूंजीगत लागत में से निम्न पहलुओं को या तो शामिल नहीं किया जाएगा या फिर हटा लिया जाएगा :

- (क) ऐसी परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग तो हैं परन्तु जिन्हें उपयोग में नहीं लाया जा रहा है जैसा कि इस बारे में विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका में घोषित किया जाए ;
- (ख) एक परियोजना से अन्य परियोजना को अप्रचलन अथवा स्थानान्तरण के कारण या फिर प्रतिस्थापन अथवा हटाये जाने के कारण भी वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के बाद अपूंजीकृत परिसम्पत्ति :

परन्तु यह कि जब तक किसी परिसम्पत्ति का एक परियोजना से अन्य परियोजना को स्थानान्तरण स्थायी प्रकृति का न हो, संबंधित परिसम्पत्तियों का अपूंजीकरण नहीं किया जाएगा ;

- (ग) जल विद्युत उत्पदन केन्द्र के प्रकरण में किसी परियोजना विकासक द्वारा राज्य सरकार द्वारा परियोजना स्थल के आवंटन के संबंध में एक पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसरण में किया गया कोई व्यय या जिसे व्यय किये जाने बाबत आबद्ध किया गया हो ;
- (घ) विद्यमान परियोजना की भूमि की आनुपातिक लागत जिसका उपयोग नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के उत्पादन हेतु किया जा रहा हो ; और
- (ङ) केन्द्र या राज्य सरकार अथवा किसी सांविधिक निकाय अथवा प्राधिकरण से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को, जिसमें अदायगी के दायित्व को शामिल न किया गया हो, को ब्याज पर ऋण की गणना, पूंजी पर प्रतिलाभ तथा मूल्यह्रास के प्रयोजन हेतु पूंजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा।

22. पूंजीगत व्यय का युक्तियुक्त परीक्षण :

22.1 विद्यमान अथवा नवीन परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु निम्न सिद्धान्त अपनाए जाएंगे :

- (एक) किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पूंजीगत लागत के युक्तियुक्त परीक्षण में, इस प्रकार की परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के प्रकाश में, पूर्व ऐतिहासिक आंकड़े जहां कहीं भी ये उपलब्ध हों, वित्त प्रबन्ध योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय के औचित्यपूर्ण होने, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत लंघन (ओवर-रन) तथा समय लंघन (ओवर-रन) प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से उपकरणों तथा सामग्रियों के अधिग्रहण तथा ऐसे अन्य मामले जैसा कि वे विद्युत-दर अवधारण के बारे में आयोग द्वारा समुचित माने जाएं, को सम्मिलित किया जाएगा :

परन्तु युक्तियुक्त परीक्षण करते समय आयोग यह परीक्षण भी करेगा कि क्या विद्युत उत्पादन कम्पनी परियोजना के निष्पादन के दौरान अपने मूल्यांकन तथा निर्णय में सतर्क रही है।

- (दो) आयोग जल विद्युत परियोजना की पूंजीगत लागत के परीक्षण के प्रयोजन हेतु एक स्वतंत्र अभिकरण या विशेषज्ञ निकाय की नियुक्ति कर सकेगा :

परन्तु आयोग के दिशा-निर्देशों के अन्तर्गत पूर्व ही से नियुक्त किया गया नामोद्दिष्ट स्वतंत्र अभिकरण का कार्यकाल निर्दिष्ट परियोजना के पूर्ण होने तक जारी रहेगा।

- 22.2** विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका के साथ विभिन्न घटकों की पूंजीगत लागत के मापदण्ड के आंकड़ा आधार के सृजन के प्रयोजन से विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं के निष्पादन हेतु संवेष्टन (पैकेज) वार पूंजीगत लागत इन विनियमों के साथ संलग्न प्रारूपों के अनुसार प्रस्तुत करेगी :

परन्तु जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों के मध्य निष्पादित किया गया विद्युत क्रय अनुबंध वास्तविक पूंजीगत व्यय हेतु उच्चतम सीमा का प्रावधान करता हो, वहां आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के संबंध में युक्तियुक्त परीक्षण हेतु अनुज्ञेय किये गये पूंजीगत व्यय पर ऐसी उच्चतम सीमा पर विचार किया जाएगा।

- 23. निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय :**

- 23.1** निर्माण के दौरान ऋण से तत्संबंधी ब्याज की गणना ऋण निधि की संयोजन (इन्फ्यूजन) तारीख से तथा अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तारीख तक निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता को ध्यान में रखकर की जाएगी।

- 23.2** निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय की गणना शून्य तारीख तथा अनुसूचित वाणिज्यिक तारीख तक पूर्व-परिचालन व्ययों को ध्यान में रखकर की जाएगी :

परन्तु निर्माण के दौरान अनुसूचित वाणिज्यिक तारीख तक की अवधि तक निक्षेप राशियों को अथवा अग्रिम राशियों पर ब्याज या फिर अन्य कोई प्राप्तियों के कारण अर्जित राजस्व के बारे में निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय में कमी किये जाने हेतु पहलू को ध्यान में रखा जाएगा।

- 23.3** निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (आईडीसी) तथा आनुषंगिक ब्याज (आईडीसी) के कारण अतिरिक्त लागत के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन तारीख की प्राप्ति में विलम्ब के कारण विद्युत उत्पादन कम्पनी को इस प्रकार के विलम्ब हेतु विस्तार से मय ब्याज के दौरान निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता के तथा विलंब अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय के विवरण तथा विलंब काल से तत्संबंधी वसूल किये गये अथवा वसूलीयोग्य परिनिर्धारित क्षति (लिक्विडेटेड डैमेजिस) का औचित्य प्रस्तुत करना होगा।

23.4 यदि वाणिज्यिक प्रचालन तारीख की प्राप्ति में विलम्ब के लिये विद्युत उत्पादन कम्पनी उत्तरदायी न हो तो निर्माण के दौरान ब्याज तथा निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय को विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के बाद अनुज्ञेय किया जा सकेगा तथा परिनिर्धारित क्षति, यदि कोई हो, जिसे ठेकेदार, सामग्री प्रदायक या अभिकरण से वसूल किया गया हो, को विद्युत उत्पादन केन्द्र की पूंजीगत लागत में समायोजित किया जाएगा।

23.5 यदि विलम्ब के लिये समूचे तौर पर अथवा आंशिक रूप से विद्युत उत्पादन कम्पनी या उसके ठेकेदार या सामग्री प्रदायक (सप्लायर) या फिर अभिकरण उत्तरदायी हों तो ऐसे प्रकरणों में अनुसूचित प्रचालन तारीख के बाद निर्माण के दौरान ब्याज तथा निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय को समूचे तौर पर या फिर आनुपातिक आधार पर विलम्ब अवधि से तत्संबंधी जिसे माफी प्रदान न की गई हो, को विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के बाद अस्वीकार किया जा सकेगा तथा परिनिर्धारित क्षति यदि कोई हो तो ठेकेदार या सामग्री प्रदायक या अभिकरण से की गई वसूली को विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रतिधारित रखा जाएगा।

24. नियंत्रणीय तथा अनियंत्रणीय कारक :

24.1 नीचे दर्शाए गए कारकों को नियंत्रणीय कारक के रूप में माना जाएगा जो परियोजना के समय-लंघन (टाईम ओवर-रन), लागत में वृद्धि, के दौरान ब्याज तथा निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय के निर्णय को प्रभावित करते हों :

24.2 "नियंत्रणीय कारकों" में निम्न कारक शामिल होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(क) परियोजना के क्रियान्वयन में दक्षता जहां ऐसी परियोजना के विस्तार क्षेत्र में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक उद्ग्रहण या आकस्मिक विशेष घटनाओं में परिवर्तन सन्निहित न हों ; तथा

(ख) जहां परियोजना के निष्पादन में विलंब के लिये विद्युत उत्पादन कम्पनी के ठेकेदार, सामग्री प्रदायक या अभिकरण उत्तरदायी हों।

24.3 अनियंत्रणीय कारकों में निम्न कारक शामिल होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे:

(एक) आकस्मिक विशेष घटनाएं ;

(दो) कानून में परिवर्तन ; तथा

(तीन) समय तथा लागत लंघन, केवल उन्हें छोड़कर जहां विलम्ब के लिये विद्युत

उत्पादन कम्पनी उत्तरदायी हो।

25. प्रारंभिक कलपुर्ज :

25.1 प्रारंभिक कलपुर्जों का पूंजीकरण निम्न उच्चतम मानदण्डों के अध्वधीन संयंत्र तथा मशीनरी की लागत के प्रतिशत के रूप में किया जाएगा :

(क) कोयला-आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु — 4.0%

(ख) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु, उद्वहन संग्रहण
जल विद्युत उत्पादन केन्द्र को सम्मिलित करते हुए — 4.0%

परन्तु निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय, भूमि के मूल्य तथा सिविल कार्यों की लागत को छोड़कर, संयंत्र तथा मशीनरी की लागत को मूल लागत माना जाएगा। संयंत्र तथा मशीनरी की लागत के प्राक्कलन के प्रयोजन हेतु विद्युत उत्पादन कम्पनी अपने विद्युत-दर (टैरिफ) आवेदन में शीर्षवार निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय का विभाजन प्रस्तुत करेगी।

अध्याय-6

अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की गणना

26. मूल प्रावधानों के अन्तर्गत तथा पृथक्कृत तारीख तक अतिरिक्त पूंजीकरण :

26.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत, नवीन परियोजनाओं या फिर किसी विद्यमान परियोजना के संबंध में निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के उपरान्त पृथक्कृत तारीख तक किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को आयोग द्वारा निम्न मदों के अन्तर्गत युक्तियुक्त जांच-पड़ताल के अध्यक्षीन स्वीकार किया जा सकेगा :

(एक) अनिष्पादित दायित्व जिन्हें किसी भविष्यगामी तारीख को भुगतान किया जाना मान्य किया गया हो ;

(दो) वे कार्य जिन्हें निष्पादन हेतु स्थगित रखा गया हो ;

(तीन) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत इन विनियमों के विनियम 25 के उपबन्धों के अध्यक्षीन प्रारंभिक पूंजीगत कलपुर्जों की अधिप्राप्ति (प्रोक्यूरमेंट) हेतु :

(चार) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्व ;

(पांच) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में ; और

(छः) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं :

परंतु परिसम्पत्तियों के किसी प्रतिस्थापन के प्रकरण में अतिरिक्त पूंजीकरण की गणना सकल स्थायी परिसम्पत्तियों के समायोजन तथा अपूंजीकरण के कारण प्रतिस्थापित की गई परिसम्पत्तियों के संचयी अवक्षयण/अवमूल्यन के बाद की जाएगी।

26.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी कार्यकाल के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत सम्मिलित किये गये परिसम्पत्तिवार/कार्यवार कार्यों के विवरण मय व्यय के प्राक्कलनों व किसी भविष्यगामी तारीख को भुगतानयोग्य मान्यता प्राप्त देयताओं के तथा निष्पादन हेतु स्थगित किये गये कार्यों के विवरण सहित विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु आवेदन संलग्न करते

हुए प्रस्तुत करेगी।

27. मूल प्रावधानों के अन्तर्गत तथा पृथक्कृत तारीख के बाद अतिरिक्त पूंजीकरण :

27.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत किसी विद्यमान परियोजना या फिर नवीन परियोजनाओं के संबंध में निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के उपरान्त पृथक्कृत तारीख तक किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को आयोग द्वारा निम्न मदों के अन्तर्गत युक्तियुक्त जांच-पड़ताल के अध्यक्षीन स्वीकार किया जा सकेगा :

(एक) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्व ;

(दो) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में ;

(तीन) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत राखड़ तालाब (ऐश पॉड) कार्य या राखड़ हथालन प्रणाली से संबंधित स्थगित कार्य, राखड़ परिवहन सुविधा को सम्मिलित करते हुए ;

(चार) पृथक्कृत तारीख से पूर्व निष्पादित किये गये कार्यों से संबंधित देयता ;

(पांच) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं ;

(छः) पृथक्कृत तारीख के उपरान्त आयोग द्वारा स्वीकृत किये गये कार्यों की देयता, ऐसी देयताओं के निष्पादन की सीमा तक वास्तविक भुगतान द्वारा ; तथा

(सात) राखड़ बांध (डार्क) को राखड़ निपटान प्रणाली के भाग के रूप में निर्माण के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण।

27.2 विद्यमान परियोजना के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत पृथक्कृत तारीख के बाद उपयोग में लाई जा रही परिसम्पत्तियों के प्रतिस्थापन के प्रकरण में आयोग द्वारा सकल स्थाई परिसम्पत्तियों में आवश्यक समायोजनों तथा संचयी अवमूल्यन के उपरान्त निम्न आधार पर युक्तियुक्त जांच के अध्यक्षीन अतिरिक्त पूंजीकरण को स्वीकार किया जा सकेगा ;

(क) परिसम्पत्तियों का उपयोगी जीवनकाल परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के आनुषंगिक नहीं है तथा ऐसी परिसम्पत्तियों का इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार पूर्णतया अवमूल्यन/अवक्षयण कर दिया गया हो ;

- (ख) ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन यदि यह कानून में परिवर्तन या आकस्मिक विशेष परिस्थितियों के कारण आवश्यक हो ;
- (ग) ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन प्रौद्योगिकी के अप्रचलित हो जाने के कारण आवश्यक हो गया हो ; तथा
- (घ) आयोग द्वारा ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण के प्रतिस्थापन को अन्यथा भी अनुमति प्रदान की जा चुकी हो।

28. मूल प्रावधानों से परे अतिरिक्त पूंजीकरण :

28.1 किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में निम्नलिखित कारणों से किया गया पूंजीगत व्यय या जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को पृथक्कृत तारीख के उपरान्त आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन स्वीकार किया जा सकेगा :

- (क) माध्यस्थ प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा किसी न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्व ;
- (ख) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में ;
- (ग) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं ;
- (घ) संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा तथा बचाव की आवश्यकता हेतु किए जाने संबंधी पूंजीगत व्यय जैसा कि राष्ट्रीय सुरक्षा/आन्तरिक सुरक्षा हेतु उत्तरदायी सांविधिक प्राधिकरणों के समुचित शासकीय अभिकरणों द्वारा इसकी आवश्यकता के बारे में परामर्श दिया गया हो या निर्देशित किया गया हो ;
- (ङ) कार्य के मूल प्रावधानों के अतिरिक्त, प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर राखड़ तालाब या राखड़ हथालन प्रणाली से संबंधित स्थगित कार्य :

परन्तु यदि नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण या फिर मरम्मत तथा अनुरक्षण के अंतर्गत मरम्मत तथा संधारण कार्य के किसी व्यय का दावा किया गया हो तो इस व्यय का दावा इस विनियम के अन्तर्गत नहीं किया जा सकता है ; और

- (च) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में मलजल उपचार संयंत्र से जल का उपयोग।

28.2 किसी विद्युत उत्पादन कम्पनी की परिसम्पत्तियों के अपूँजीकरण के प्रकरण में, अपूँजीकरण की तारीख की स्थिति में, ऐसी परिसम्पत्ति की मूल लागत को सकल स्थाई परिसम्पत्ति तथा तत्संबंधी ऋण के साथ-साथ पूँजी को भी क्रमशः बकाया ऋण राशि तथा पूँजी की राशि में से उक्त वर्ष के दौरान जब ऐसा अपूँजीकरण घटित हो, मय ऋण के संचयी अवक्षयण तथा संचयी अदायगी के जिसके अन्तर्गत यथोचित तौर पर उक्त वर्ष को मानकर जब इसका पूँजीकरण किया गया हो, पर विचार करते हुए घटाया जाएगा।

29. नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण अतिरिक्त पूँजीकरण :

29.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी जो विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई की विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु मूल रूप से मान्य उपयोगी जीवनकाल के उपरान्त उसके विस्तार हेतु इच्छुक हो, वह नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के प्रयोजन से आयोग के समक्ष एक याचिका प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ, एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी जिसमें उसका सम्पूर्ण उद्देश्य, औचित्य, लागत-लाभ विश्लेषण, किसी संदर्भ तारीख से जीवनकाल की अनुमानित वृद्धि, वित्तीय समुच्चय, व्यय की चरणबद्धता, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, संदर्भ मूल्य स्तर, कार्य पूर्ण करने संबंधी अनुमानित लागत मय विदेशी मुद्रा घटक के, यदि कोई हो, तथा अन्य कोई जानकारी जिसे विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रासंगिक माना जाए, संलग्न करेगी :

परन्तु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु आवेदन प्रस्तुत करने वाली विद्युत उत्पादन कम्पनी को इन विनियमों के विनियम 30 के अन्तर्गत विशेष छूट (अलाऊंस) की पात्रता नहीं होगी :

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी जो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण कार्य का दायित्व लेने की इच्छुक हो, को हितग्राहियों से ऐसे नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु सहमति प्राप्त करना आवश्यक होगा तथा इसे याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

29.2 जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के अनुमोदन हेतु कोई आवेदन (प्रस्ताव) प्रस्तुत करती हो, वहां ऐसे प्रकरण में प्रस्ताव का अनुमोदन लागत-प्राक्कलनों, वित्तीय प्रबंध योजना, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण के दौरान ब्याज के युक्तियुक्त होने, दक्ष प्रौद्योगिकी के प्रयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, जीवनकाल के विस्तार की प्रत्याशित अवधि, हितग्राहियों की सहमति, यदि यह प्राप्त की

गई हो तथा ऐसे अन्य कारकों पर, जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएं, यथोचित विचारोपरान्त किया जाएगा।

29.3 आधुनिकीकरण तथा नवीनीकरण कार्य पूर्ण करने के उपरांत, विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर के अवधारण हेतु याचिका प्रस्तुत करेगी। वास्तविक रूप से किया गया व्यय अथवा किये जाने वाला प्रक्षेपित व्यय जिसे आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् स्वीकार किया गया हो तथा मूल परियोजना लागत से पूर्व में वसूल किए गए संचित अवमूल्यन को घटाकर प्राप्त किया गया हो, विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगा।

30. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु विशेष रियायत :

30.1 किसी कोयला-आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी, नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण संबंधी प्रावधान का लाभ उठाने के बजाय व्ययों की आवश्यकता की पूर्ति हेतु क्षतिपूर्ति के रूप में, जिनमें विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी इकाई के उसके उपयोगी जीवनकाल के उपरान्त उसके नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु प्रावधान भी शामिल है, इस विनियम में निर्दिष्ट किये गये अनुसार "विशेष रियायत" की सुविधा प्राप्त करने का विकल्प ले सकेगी तथा ऐसी परिस्थिति में पूंजीगत लागत ऊर्ध्वगामी पुनरीक्षण को शामिल नहीं किया जाएगा तथा प्रयोज्य परिचालन मानदण्डों को शिथिल नहीं किया जाएगा परन्तु वार्षिक स्थाई लागत में विशेष रियायत सम्मिलित की जाएगी :

परन्तु इस प्रकार का विकल्प किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या इसकी किसी इकाई (यूनिट) हेतु उपलब्ध न होगा जिसके लिए नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी कार्य का दायित्व वहन किया गया हो तथा आयोग द्वारा व्यय का अनुमोदन इन विनियमों को लागू किये जाने के पूर्व किया गया हो या फिर किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा इकाई हेतु जो अपेक्षाकृत कम क्षमता पर अथवा शिथिल परिचालन तथा अनुपालन मानदण्डों के अनुसार कार्य कर रहा हो :

परन्तु यह और कि विशेष रियायत ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भी उपलब्ध रहेगी जिसके द्वारा विद्युत-दर अवधि 2013-14 से 2015-16 अथवा 2016-17 से 2018-19 के दौरान विशेष रियायत प्राप्त की गई हो जैसा कि यह उपयोगी जीवनकाल की समापन तारीख से लागू होगी।

- 30.2 टैरिफ अवधि 2019-24 हेतु विशेष रियायत दर रु. 9.5 लाख प्रति मेगावाट प्रति वर्ष होगी।
- 30.3 आयोग द्वारा विशेष रियायत स्वीकृत किए जाने की दशा में विशेष रियायत से व्यय किए जाने या उसका उपयोग किए जाने पर इसका विवरण विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा पृथक् से संधारित किया जाएगा तथा इससे संबंधित विवरण आयोग को उसके द्वारा ऐसे व्यय के बारे में विवरण प्रदान किए जाने संबंधी निर्देश दिए जाने पर प्रस्तुत करने होंगे।
- 30.4 इस विनियम के अन्तर्गत स्वीकृत की गई विशेष रियायत नवीनीकरण तथा अनुरक्षण गतिविधियों के उपयोग हेतु पृथक् निधि के अन्तर्गत की जाएगी जिस हेतु विस्तृत क्रियाविधि पृथक् से जारी की जाएगी।
31. पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण :
- 31.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी जिसके द्वारा पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र में अतिरिक्त पूंजीगत व्यय किया जाना अपेक्षित है, उसे अपना प्रस्ताव हितग्राहियों के साथ साझा करना होना तथा इस प्रकार के अतिरिक्त पूंजीकरण को वहन करने हेतु एक याचिका आयोग के समक्ष दाखिल करनी होगी।
- 31.2 उपरोक्त खण्ड के अन्तर्गत प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथाप्रस्तावित प्रौद्योगिकी के विवरण, कार्य का विस्तार क्षेत्र, व्यय की चरणबद्धता (फेजिंग), कार्य पूर्ण करने का कार्यक्रम, कार्य पूर्ण करने की प्राक्कलित लागत मय इसके विदेशी मुद्रा घटक के, यदि कोई हो, हितग्राहियों पर विद्युत-दर का निर्देशात्मक प्रभाव तथा अन्य कोई जानकारी जिसे विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रासंगिक समझा जाए, सम्मिलित किये जाएंगे।
- 31.3 जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुमोदन हेतु आवेदन प्रस्तुत करती हो वहां लागत प्राक्कलनों, वित्त प्रबंध योजना, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग तथा ऐसे अन्य कारक जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएं, आयोग यथोचित विचार किये जाने के पश्चात् प्रस्ताव को अनुमोदन प्रदान कर सकेगा।
- 31.4 पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को कार्यान्वित किये जाने के पश्चात्, विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु एक याचिका दाखिल करेगी। किया गया कोई व्यय या जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो तथा आयोग द्वारा लागत के

युक्तियुक्त होने तथा परिचालन मानदण्डों के प्रभाव के मूल्यांकन के आधार पर स्वीकार किया गया हो, विद्युत-दर अवधारण का आधार बनेगा।

32. अस्थाई विद्युत का विक्रय :

- 32.1** अस्थाई विद्युत प्रदाय को विचलन के रूप में लेखांकित किया जाएगा तथा इसका भुगतान क्षेत्रीय/राज्य विचलन व्यवस्थापन निधि लेखा से केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामलों के संबंध में अधिसूचित "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014", जैसा कि इसे समय-समय पर संशोधित किया जाए या किसी अनुवर्ती पुनर्अधिनियमन के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु अस्थाई विद्युत के प्रदाय द्वारा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व को ईंधन से संबंधित व्ययों के लेखांकन पश्चात इसका अनुप्रयोग तदनुसार पूंजीगत लागत के समायोजन द्वारा किया जाएगा।

33. ऋण-पूंजी अनुपात :

- 33.1** नवीन परियोजनाओं हेतु ऋण-पूंजी अनुपात वाणिज्यिक प्रचालन तारीख की स्थिति में 70:30 माना जाएगा। यदि वास्तविक रूप से निवेश की गई पूंजी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो तो 30 प्रतिशत से अधिक पूंजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा:

परन्तु यह कि :

- (क) जहां निवेश की गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु वास्तविक पूंजी को ही मान्य किया जाएगा,
- (ख) विदेशी मुद्रा में निवेश की गई पूंजी को प्रत्येक तारीख को भारतीय रुपयों में नामोद्दिष्ट किया जाएगा, और
- (ग) ऋण : पूंजी अनुपात के प्रयोजन से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को पूंजी संरचना का भाग नहीं माना जाएगा।

व्याख्या : अधिमूल्य (प्रीमियम), यदि कोई हो, जिसका उद्वहन विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा परियोजना के निधीयन हेतु किया गया हो बाबत शेयर पूंजी जारी करते समय तथा आन्तरिक संसाधनों के निवेश हेतु जिसका सृजन मुक्त सुरक्षित निधि में से किया गया हो, को पूंजी पर प्रतिलाभ केवल उसी दशा में

की गई गणना हेतु प्राप्त की गई पूंजी के रूप माना जाएगा यदि ऐसी अधिमूल्य राशि तथा आन्तरिक संसाधनों को विद्युत उत्पादन केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु वास्तविक रूप से उपयोग में लाया गया हो।

33.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आन्तरिक स्रोतों से निधि के निषेचन के संबंध में कम्पनी के संचालक मण्डल के संकल्प के अनुमोदन को उपयोग किये गये या जिसे विद्युत उत्पादन केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु उपयोग किया जाना प्रस्तावित किया गया हो, प्रस्तुत किया जाएगा।

33.3 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र को दिनांक 1.4.2019 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो वहां आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2019 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु अनुमोदित ऋण-पूंजी अनुपात को विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु माना जाएगा :

परन्तु किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जिसके द्वारा दिनांक 01.04.2019 को या तत्पश्चात अपना उपयोगी जीवनकाल पूर्ण कर लिया जाए, यदि दिनांक 01.04.2019 की स्थिति में वास्तविक रूप से लगाई गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो तो 30 प्रतिशत से अधिक की पूंजी पर विद्युत-दर (टैरिफ) हेतु विचार नहीं किया जाएगा।

33.4 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र को दिनांक 1.4.2019 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो परन्तु जहां आयोग द्वारा दिनांक 31.3.2019 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु ऋण : पूंजी के अनुपात का निर्धारण न किया गया हो, वहां आयोग द्वारा ऋण : पूंजी अनुपात का अनुमोदन इन विनियमों के विनियम 33.1 के अनुसार किया जाएगा।

33.5 दिनांक 1.4.2019 को या उसके बाद किया गया व्यय या वह व्यय जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो जैसा कि आयोग द्वारा इसे विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में स्वीकृत किया जाए, वहां जीवनकाल की वृद्धि हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण व्यय को इन विनियमों के विनियम 33.1 में निर्दिष्ट की गई विधि के अनुसार सेवाकृत किया जाएगा।

अध्याय-7

वार्षिक स्थाई लागत की संगणना

34. पूंजी पर प्रतिलाभ :

34.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की संगणना रूप्यों में, इन विनियमों के विनियम 33 के अनुसार अवधारित पूंजी आधार पर की जाएगी।

34.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की संगणना ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 15.50 प्रतिशत की आधार दर (बेस रेट) पर तथा उद्वहन संग्रहण (पम्प स्टोरेज) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा नदी बहाव प्रकार के विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मय जलाशय (पोण्डेज) के 16.50 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी :

परन्तु यह कि :

(एक) किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में, नवीन परियोजना के प्रतिलाभ की दर में उक्त अवधि के लिये जैसा कि इस बारे में आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए, 1.00 प्रतिशत की कमी कर दी जाएगी यदि विद्युत उत्पादन केन्द्र को परिचालन की नियंत्रित नियामक पद्धति (आरजीएमओ)/परिचालन की मुक्त नियामक पद्धति (एफएमजीओ) में से किसी एक को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत क्रियाशील किये बगैर घोषित किया जाना पाया जाए ;

(दो) किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जहां तत्संबंधी राज्य भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रस्तुत किये प्रतिवेदन के अनुसार उपरोक्त आवश्यकताओं में कमी होना पाया जाए वहां पूंजी पर प्रतिलाभ की उक्त अवधि जिस हेतु कमी पाया जाना जारी रहता हो, में एक प्रतिशत दर की कमी कर दी जाएगी ;

(तीन) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, दिनांक 1.04.2020 से प्रभावशील :

(क) पूंजी पर प्रतिलाभ की दर को 0.25% कम कर दिया जाएगा यदि वह एक प्रतिशत प्रति मिनट ढाल (रैम्प) दर को प्राप्त करने में विफल रहता हो ;

(ख) एक प्रतिशत प्रति मिनट की ढाल दर से अधिक प्राप्त की गई एक प्रतिशत प्रति मिनट की ढाल दर पर प्रत्येक धनात्मक ढाल (रैम्प) दर

हेतु 0.25% की पूंजी पर अतिरिक्त प्रतिलाभ की अतिरिक्त दर अनुज्ञेय की जाएगी जो विद्युत उत्पादन के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु अतिरिक्त एक प्रतिशत पूंजी पर प्रतिलाभ की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी :

परन्तु इस बारे में विस्तृत दिशा-निर्देश राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी किये जाएंगे।

35. पूंजी पर प्रतिलाभ पर कर :

35.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की आधार दर को, जैसा कि आयोग द्वारा इसे विनियम 34 के अन्तर्गत अनुज्ञेय किया जाए, तत्संबंधी वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ सकलीकृत किया जाएगा। इस प्रयोजन हेतु, संबंधित विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा सुसंबद्ध वित्त अधिनियमों के प्रावधानों से संरेखित प्रभावी कर दर पर तत्संबंधी वित्तीय वर्ष में वास्तविक रूप से किए गए भुगतान के आधार पर माना जाएगा। अन्य आय प्रवाह पर वास्तविक आयकर, विलम्बित कर देयता (अर्थात्, गैर-विद्युत उत्पादन व्यापार से प्राप्त आय) को शामिल करते हुए, को "प्रभावी कर दर" की गणना हेतु सम्मिलित नहीं किया जाएगा।

35.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की दर की गणना को तीन दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांकित किया जाएगा तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$\text{पूंजी पर पूर्व-कर प्रतिलाभ की दर} = \text{आधार दर} / (1-t)$$

जहां 't' इन विनियमों के विनियम 35.1 के अनुसार प्रभावी कर दर है तथा इसकी गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में अनुमानित लाभ तथा भुगतान की जाने वाली कर राशि के आधार पर कम्पनी को उक्त वित्तीय वर्ष हेतु लागू सुसंबद्ध वित्तीय अधिनियम के प्रावधानों से संरेखित आनुपातिक आधार पर, गैर-विद्युत उत्पादन व्यापार से आय को अपवर्जित करते हुए तथा उस पर तत्संबंधी कर के आधार पर की जाएगी। ऐसी दशा में, जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी न्यूनतम वैकल्पिक कर का भुगतान कर रही हो, वहां "t" को न्यूनतम वैकल्पिक कर, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए माना जाएगा।

उदाहरण :

(क) ऐसी विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्रकरण में जो न्यूनतम वैकल्पिक कर का भुगतान 21.55 प्रतिशत की दर से, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए,

कर रही हो :

- (ख) वहां पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758$ प्रतिशत होगी।
- (ग) ऐसी विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्रकरण में जो सामान्य निकाय कर का भुगतान, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए कर रही हो, वहां :
- (एक) यदि वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विद्युत उत्पादन व्यापार से अनुमानित सकल आय रु. 1000 करोड़ हो,
- (दो) तो उपरोक्त राशि पर अनुमानित अग्रिम कर की राशि रु. 240 करोड़ होगी,
- (तीन) वहां, वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु प्रभावी कर दर = रु. 240 करोड़ / रु. 1000 करोड़ = 24 प्रतिशत होगी।
- (चार) अतएव, पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395$ प्रतिशत होगी।

35.3 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा वास्तविक भुगतान किए गए कर के आधार पर, मय किसी अतिरिक्त कर मांग के, उस पर ब्याज की राशि को जोड़कर पूंजी पर प्रतिलाभ की दर को यथोचित तौर पर कर के किसी प्रत्यर्पण हेतु, किसी वित्तीय वर्ष हेतु वास्तविक सकल आय पर, विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2019-20 से 2023-24 से संबंधित प्राधिकारी से प्राप्त की गई किसी ब्याज राशि को सम्मिलित कर, समायोजित करते हुए प्रति वर्ष सत्यापित किया जाएगा। तथापि, शास्ति की राशि, यदि कोई हो, जो किसी जमा की गई राशि के विलंबित भुगतान या निर्धारित कर राशि से कम जमा की गई राशि से उद्भूत हो, का विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा दावा नहीं किया जाएगा। पूंजी पर प्रतिलाभ पर सकलबद्ध दर की कम वसूल की गई या अधिक वसूल की गई राशि को, सत्यापित किए जाने के उपरान्त वर्ष-दर-वर्ष आधार पर हितग्राहियों से राशि की वसूली या उन्हें उसके प्रत्यर्पण हेतु अनुज्ञेय किया जाएगा।

36 ऋण पूंजी पर ब्याज :

- 36.1** इन विनियमों के विनियम 33 में दर्शाई गई विधि के अनुसार, गणना किये गये ऋण पर ब्याज सकल मानदण्डीय ऋण माने जाएंगे।
- 36.2** दिनांक 1.4.2019 की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋणों की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2019 तक स्वीकार किये गये सकल मानदण्डीय ऋण में से संचयी

अदायगी को घटाकर की जायेगी। विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2019-24 के प्रत्येक वर्ष हेतु अदायगी को तत्संबंधी वर्ष/अवधि हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के बराबर माना जाएगा। परिसम्पत्तियों के अपूँजीकरण से संबंधित प्रकरण में, अदायगी का समायोजन संचयी अदायगी द्वारा आनुपातिक आधार पर किया जाएगा तथा यह समायोजित राशि ऐसी परिसम्पत्ति के बारे में अपूँजीकरण तारीख तक वसूल की गई संचयी अवमूल्यन राशि से अधिक न होगी।

36.3 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा भले ही किसी विलम्बकाल अवधि का लाभ उठाया गया हो, ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही माना जाएगा तथा यह वर्ष अथवा उसके किसी भाग हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

36.4 ब्याज की दर, ब्याज की भारित औसत दर के बराबर होगी, जिसकी गणना वास्तविक ऋण श्रेणी के आधार पर पूँजीकृत किए गए ब्याज हेतु समुचित लेखांकन समायोजन प्रदान करते हुए की जाएगी :

परन्तु यदि किसी विशिष्ट वर्ष हेतु कोई वास्तविक ऋण लंबित न हो परन्तु मानदण्डीय ऋण अभी भी बकाया हो तो ऐसी दशा में अन्तिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी :

परन्तु यह और कि यदि विद्युत उत्पादन केन्द्र के विरुद्ध वास्तविक ऋण लंबित न हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादन कंपनी की समग्र रूप से भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी।

36.5 ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानकीकृत औसत पर भारित औसत ब्याज दर की प्रयुक्ति द्वारा की जाएगी।

37. अवमूल्यन/अवक्षयण :

37.1 अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में उसकी वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से की जाएगी। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाईयों की विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रकरण में जिनके लिए एकल विद्युत-दर अवधारण किया जाना आवश्यक हो, वहां अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रभावी प्रचालन तारीख से वैयक्तिक इकाईयों के अवमूल्यन पर विचार करते हुए की जाएगी :

परन्तु वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाईयां जिनकी एकल विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित किया जाना अपेक्षित हो, के बारे में यह कार्यवाही वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तारीख तथा स्थापित क्षमता पर विचार करते हुए की जाएगी।

37.2 अवमूल्यन की गणना के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत होगा। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की बहुविध इकाईयों के प्रकरण में, विद्युत उत्पादन केन्द्र के भारित औसत जीवनकाल का अनुप्रयोग किया जाएगा।

37.3 परिसम्पत्ति का उपादेय मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा अवमूल्यन को परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में उपादेय मूल्य, विकासकों द्वारा राज्य सरकार के साथ विद्युत उत्पादन केन्द्र के विकास हेतु निष्पादित लिखित अनुबन्ध, यदि कोई हो, में किये गये प्रावधान अनुसार होगा :

परन्तु यह और कि जल विद्युत उत्पादन केन्द्र की परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत हासित मूल्य की गणना के प्रयोजन से विनियामित विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसार दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय समझौते के अंतर्गत विद्युत विक्रय के प्रतिशत से तत्संबंधी होगी :

परन्तु यह और भी कि विद्युत उत्पादन केन्द्र या विद्युत उत्पादन इकाई की न्यून उपलब्धता के कारण अस्वीकार किए गए अवमूल्यन की वसूली को इसके उपयोगी जीवनकाल या विस्तारित जीवनकाल के दौरान बाद में किसी प्रक्रम पर अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण तथा सॉफ्टवेयरों के उपादेय मूल्य को शून्य माना जाएगा तथा परिसम्पत्तियों के शत प्रतिशत मूल्य को अवमूल्यनयोग्य माना जाएगा।

37.4 पट्टे पर ली गई भूमि के अतिरिक्त किसी भी भूमि को तथा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जलाशय से संबंधित भूमि को अवमूल्यनयोग्य परिसम्पत्ति नहीं माना जाएगा तथा परिसम्पत्ति के अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना करते समय इसकी लागत को पूंजीगत लागत से अलग रखा जाएगा।

37.5 विद्युत उत्पादन केन्द्र की परिसम्पत्तियों हेतु अवमूल्यन की गणना प्रति वर्ष 'नियत किस्त

पद्धति के आधार पर इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में विनिर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी।

- 37.6 अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही प्रभारणीय होगा। परिसम्पत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में वर्ष के किसी भाग हेतु अवमूल्यन को आनुपातिक दर पर प्रभारित किया जाएगा :

परन्तु वर्ष की 31 मार्च की स्थिति में, अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य को वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के 12 वर्षों की अवधि के उपरान्त परिसम्पत्तियों के अवशेष उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत प्रसारित कर दिया जाएगा।

- 37.7 विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, दिनांक 1.4.2019 की स्थिति में अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना सम्पत्तियों के सकल अवमूल्यनयोग्य मूल्य जैसा कि आयोग द्वारा इसे दिनांक 31.3.2019 तक स्वीकार किया गया हो, में से संचयी अवमूल्यन को घटाकर की जाएगी।

- 37.8 विद्युत उत्पादन कम्पनी परियोजना के उपयोगी जीवनकाल से पांच वर्ष पूर्व प्रस्तावित पूंजीगत व्यय के विवरण, इसका औचित्य दर्शाते हुए तथा प्रस्तावित जीवनकाल की वृद्धि के संबंध में प्रस्तुत करेगी। आयोग, इस प्रकार की गई प्रस्तुतियों के युक्तियुक्त परीक्षण के आधार पर परियोजना के अन्तिम चरण के दौरान पूंजीगत व्यय पर अवमूल्यन का अनुमोदन करेगा।

- 37.9 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा इसकी किसी इकाई से संबंधित परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण के प्रकरण में, संचयी अवमूल्यन को उपयोगी सेवाओं के दौरान अपूंजीकृत परिसम्पत्ति द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) में वसूल किए गए अवमूल्यन को ध्यान में रखकर समायोजित किया जाएगा।

38. कार्यकारी पूंजी पर ब्याज :

- 38.1 कार्यकारी पूंजी में निम्न को सम्मिलित किया जाएगा :

(क) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र :

(एक) भण्डार हेतु कोयले की लागत, यदि लागू हो, खदान मुख (पिटहेड) विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 15 दिवस तथा गैर-खदान मुख (नॉनपिट हेड) विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 30 दिवस जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक अथवा उच्चतम कोयला भण्डारण क्षमता से तत्संबंधी

इनमें से जो भी कम हो, होगी ;

(दो) विद्युत उत्पादन के लिए 30 दिवस हेतु अग्रिम भुगतान कोयले की लागत जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक से तत्संबंधी होगी ;

(तीन) विद्युत उत्पादन के लिए दो माह हेतु पर्याप्त द्वितीयक ईंधन खनिज तेल की लागत जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तत्संबंधी होगी तथा ऐसे प्रकरण में जहां एक से अधिक प्रकार के द्वितीयक ईंधन तेल को उपयोग में लाया जा रहा हो, वहां ईंधन तेल भण्डारण की लागत मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल की लागत मानी जाएगी;

(चार) संधारण कलपुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्यय के 20 प्रतिशत की दर से, जैसा कि इन विनियमों के विनियम 39 तथा 40 में निर्दिष्ट किया गया है ;

(पांच) 45 दिवस की विद्युत के विक्रय हेतु क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां, जिनकी गणना मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के आधार पर की जाएगी ; तथा

(छः) एक माह हेतु, प्रचालन एवं संधारण व्यय।

(ख) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र (उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को सम्मिलित करते हुए)

कार्यकारी पूंजी में निम्न को सम्मिलित किया जाएगा :

(एक) 45 दिवस की वार्षिक स्थाई लागत के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियों की लागत ;

(दो) संधारण कलपुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर से जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 39 तथा 41 में निर्दिष्ट किया गया है ; तथा

(तीन) एक माह हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय।

38.2 ईंधन की लागत विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा गणनानुसार व्यय की गई आगमित ईंधन लागत (मानदण्डीय आवागमन तथा हथालन हानियों पर विचार करते हुए) तीन माह हेतु पूर्वगामी एक माह अनुसार, जिस हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण किया जाना

अपेक्षित हो, वास्तविक भारित औसत के अनुसार, ईंधन के सकल ऊष्मित मान पर आधारित होगी तथा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के दौरान ईंधन की लागत में किसी प्रकार की वृद्धि नहीं की जाएगी :

परन्तु नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में प्रथम वित्तीय वर्ष हेतु ईंधन की लागत पर विचार, आगमित ईंधन लागत पर आधारित (मानदण्डीय आवागमन तथा हथालन हानियों पर विचार करते हुए) तथा तीन माह हेतु वास्तविक भारित औसत के अनुसार ईंधन के सकल ऊष्मित मान, जैसा कि इसे अस्थाई ऊर्जा (इन्फर्म पावर) हेतु प्रयोग किया जाए, वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से पूर्वगामी तारीख हेतु विद्युत-दर का अवधारण किया जाना अपेक्षित है, किया जाएगा।

- 38.3** कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर मानदण्डीय आधार पर होगी तथा इसे 1.4.2019 की स्थिति में बैंक दर अथवा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वर्ष 2019-20 से वर्ष 2023-24 के दौरान उक्त वर्ष की प्रथम अप्रैल की तारीख जिसके दौरान विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जाए, इनमें से जो भी बाद में घटित हो, मानी जाएगी :

परन्तु सत्यापन के प्रकरण में, कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर पर विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2019-24 के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष की प्रथम अप्रैल की स्थिति में बैंक दर के अनुसार किया जाएगा।

- 38.4** कार्यकारी पूंजी पर ब्याज मानदण्डीय आधार पर ही भुगतानयोग्य होगा, भले ही विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा किसी बाह्य अभिकरण (एजेन्सी) से कार्यकारी पूंजी हेतु ऋण प्राप्त न भी किया गया हो।

39. प्रचालन एवं संधारण व्यय :

- 39.1** ताप तथा जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु किसी प्रदत्त विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के लिए प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों में निर्दिष्टानुसार मानदण्डीय संचालन एवं संधारण व्ययों के आधार पर किया जाएगा। ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों को ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए जिन्हें दिनांक 31.03.2012 को या इसके पूर्व क्रियाशील किया गया हो तथा विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए जिन्हें दिनांक 01.04.2012 को या तत्पश्चात् क्रियाशील किया गया हो, पृथक् से निर्दिष्ट किया गया है।

39.2 कर्मचारी व्यय, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत और प्रशासनिक तथा सामान्य व्ययों से संबंधित लागत घटकों पर उपरोक्त विनियमों के विनियम 40.1 तथा 41.2 के अनुसार विचार किया गया है। दिनांक 1.4.2012 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन हेतु क्रियाशील किये गये विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु आंकड़ों की प्राप्ति के लिये मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम 2015 के अनुसार वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये प्रदत्त प्रचालन तथा संधारण व्ययों को कर्मचारी व्ययों, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्ययों तथा प्रशासनिक तथा सामान्य व्ययों को शामिल करते हुए के आंकड़ों को 3.51 प्रतिशत वृद्धि कारक के उपयोग अनुसार वृद्धि कर किया जाएगा।

39.3 तत्पश्चात् नियन्त्रण अवधि के अनुवर्ती वर्षों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु प्राप्त किये गये आंकड़ों को 3.51 प्रतिशत वृद्धि कारक के अनुसार किया जाएगा जैसा कि इस हेतु प्रावधान केन्द्रीय आयोग के टैरिफ विनियम, 2019 में तत्संबंधी वर्षों हेतु किया गया है जिसके अनुसार अनुज्ञेय प्रचालन तथा संधारण व्ययों की प्राप्ति प्रत्येक तत्संबंधी वित्तीय वर्ष हेतु की जाएगी :

परन्तु ऐसी दशा में जहां विद्युत उत्पादक केन्द्र दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किये गये हों, प्रचालन एवं संधारण व्यय इन विनियमों के विनियम 40.2 में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार लागू होंगे।

39.4 मध्यप्रदेश पावर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड के संबंध में कर्मचारी व्यय, जिन पर संचालन एवं संधारण व्ययों के अन्तर्गत विचार किया गया है, पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं को छोड़कर हैं। कार्मिकों के बारे में, तत्कालीन मध्यप्रदेश राज्य विद्युत मण्डल के विद्यमान पेंशनभोगियों तथा मध्यप्रदेश पावर जनरेटिंग कंपनी के पेंशनभोगियों को सम्मिलित करते हुए, की पेंशन तथा अन्य प्रसुविधाओं के बारे में निधीयन मप्र विद्युत नियामक आयोग (मण्डल तथा उत्तराधिकारी इकाईयों के कार्मिकों के तथा सेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012 (जी-38, वर्ष 2012) तथा तत्संबंधी संशोधन, यदि कोई किये जाएं, के अनुसार किया जाएगा।

39.5 युद्ध, विद्रोह अथवा कानून में कतिपय परिवर्तनों अथवा ऐसी समतुल्य परिस्थितियों के कारण संचालन तथा संधारण में अभिवृद्धि के संबंध में, जहां आयोग का यह अभिमत हो कि उक्त वृद्धि न्यायोचित है, आयोग इसे विनिर्दिष्ट अवधि हेतु लागू करने पर विचार कर सकेगा।

39.6 किसी विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा किसी वर्ष में अर्जित की गई बचत को उसे स्वयं के पास धारित रखे जाने की अनुमति प्रदान की जाएगी। किसी वर्ष में लक्ष्य संचालन व संधारण व्ययों के आधिक्य के कारण होने वाली हानि को विद्युत उत्पादन कंपनी को ही वहन करना होगा।

40. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे :

40.1 दिनांक 1.04.2012 से पूर्व क्रियाशील किए गए ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय :

दिनांक 1.04.2012 में पूर्व क्रियाशील किये गये विद्यमान ताप विद्युत केन्द्र को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य लागत। प्रचालन एवं संधारण हेतु इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण, बकाया राशि, शासन को देय भुगतानयोग्य कर तथा मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत उत्पादन कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा, करों, रसायनों तथा उपभोज्य सामग्रियों की लागत, मप्रविनिआ को देय शुल्क, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा बकाया राशियों का दावा वास्तविक आंकड़ों के अनुसार करेगी। यदि इन विनियमों में प्रावधानित मानदण्डों के अनुसार जनरेटिंग कम्पनी के अंकेक्षित लेखों के अनुसार प्रचालन एवं संधारण व्यय बकाया राशि (एरियर्स) को सम्मिलित करते हुए (यदि कोई हो) वास्तविक कुल प्रचालन एवं संधारण व्ययों से अधिक हो तो प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों के अनुसार ही अनुज्ञेय किये जाएंगे। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं के दावों को विनियम 39.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

दिनांक 1.04.2012 से पूर्व ताप विद्युत इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड :

(रु. लाख प्रति मेगावाट में)

यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20	वित्तीय वर्ष 2020-21	वित्तीय वर्ष 2021-22	वित्तीय वर्ष 2022-23	वित्तीय वर्ष 2023-24
200/210/250	28.30	29.29	30.32	31.39	32.49
500	22.72	23.52	24.34	25.20	26.08

40.2 दिनांक 1.04.2012 या तत्पश्चात् क्रियाशील की गई ताप विद्युत उत्पादन इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड :

(रु. लाख प्रति मेगावाट में)

यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20	वित्तीय वर्ष 2020-21	वित्तीय वर्ष 2021-22	वित्तीय वर्ष 2022-23	वित्तीय वर्ष 2023-24
45 मेगावाट	37.51	38.83	40.19	41.60	43.06
200/210/250	32.96	34.12	35.31	36.56	37.84
300 मेगावाट श्रेणी	27.74	28.71	29.72	30.76	31.84
500 मेगावाट श्रेणी	22.51	23.30	24.12	24.97	25.84

600/660 मेगावाट श्रेणी	20.26	20.97	21.71	22.47	23.26
800 मेगावाट श्रेणी तथा इससे अधिक हेतु	18.23	18.87	19.54	20.22	20.93

परन्तु जहाँ किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की किसी/किन्हीं इकाई(यों) की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख दिनांक 1.4.2019 को या तत्पश्चात् घटित हो, वहाँ ऐसी अतिरिक्त इकाई(यों) के प्रचालन तथा संधारण के व्यय उपरोक्त निर्दिष्ट किये गये अनुसार प्रचालन तथा संधारण व्ययों की 90% दर पर अनुज्ञेय होंगे ;

परन्तु यह और कि जल प्रभारों को जल की खपत, संयंत्र के प्रकार, जलशीतलन प्रणाली, आदि के आधार पर, युक्तियुक्त परीक्षण के अधधीन अनुज्ञेय किया जाएगा। इससे संबंधित विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे :

परन्तु यह और भी कि विद्युत उत्पादन केन्द्र वास्तविक खपत किए गए पूंजीगत कलपुर्जों की सूची सत्यापन के समय मय उपयुक्त औचित्य के इसकी खपत के बारे में प्रस्तुत करेगा तथा इस बारे में यह भी प्रमाणित करेगा कि इसका निधीयन क्षतिपूर्ति रियायत अथवा विशेष रियायत के माध्यम से नहीं किया गया है तथा न ही इसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या फिर भण्डार तथा कलपुर्जों की खपत और नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के किसी भाग के रूप में किया गया है।

41. जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे:
- 41.1 विद्यमान जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत, मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य लागत। प्रचालन एवं संधारण हेतु इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा बकाया राशि, शासन को भुगतानयोग्य कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत उत्पादन कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा, शासन को देय कर, रसायनों तथा उपभोग्य सामग्रियों, की लागत, मप्रविनिआ को देय शुल्क, तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा किन्हीं बकाया राशियों का दावा पृथक से वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। यदि इन विनियमों में प्रावधानित मानदण्डों के अनुसार जनरेटिंग कम्पनी के अंकक्षित लेखों के अनुसार प्रचालन एवं संधारण व्यय बकाया राशि (एरियर्स) को सम्मिलित करते हुए (यदि कोई हों) वास्तविक कुल प्रचालन एवं संधारण

व्ययों से अधिक हो तो प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों के अनुसार अनुज्ञेय किये जाएंगे। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधिओं के दावों को विनियम 39.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

- 41.2** ऐसे विद्यमान जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के बारे में जिनके द्वारा दिनांक 1.04.2019 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन तारीख प्राप्त की गई हो, निम्न प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्ड लागू होंगे :

वर्ष	प्रचालन एवं संधारण व्यय रू. लाख प्रति मेगावाट में
वित्तीय वर्ष 2019-20	11.34
वित्तीय वर्ष 2020-21	11.74
वित्तीय वर्ष 2021-22	12.16
वित्तीय वर्ष 2022-23	12.58
वित्तीय वर्ष 2023-24	13.02

- 41.3** दिनांक 1.4.2019 को अथवा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित किये जाने वाले नवीन जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में प्रचालन तथा संधारण व्यय मूल परियोजना लागत (पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन की लागत, निर्माण के दौरान ब्याज तथा निर्माण के दौरान आनुषंगिक को छोड़कर) की 3.5 प्रतिशत तथा 5.0 प्रतिशत की दर से क्रमशः 200 मेगावाट क्षमता से अधिक तथा 200 मेगावाट से कम के केन्द्रों हेतु वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष हेतु निर्धारित किये जाएंगे।

अध्याय – 8

क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की संगणना

42. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार की संगणना तथा भुगतान :

42.1 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु स्थाई लागत की गणना इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी तथा इनकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भुगतानयोग्य कुल क्षमता प्रभारों को उसके हितग्राहियों के मध्य उनका प्रतिशत अंशदान/विद्युत उत्पादन केन्द्र की क्षमता के आवंटन के आधार पर परस्पर विभाजित किया जाएगा। क्षमता प्रभार की वसूली वर्ष के दौरान दो खण्डों में की जाएगी, अर्थात् उच्च मांग मौसम (जिसकी अवधि तीन माह होगी) तथा निम्न मांग मौसम (जिसकी अवधि वर्ष के अवशेष नौ माह होगी) तथा प्रत्येक मौसम के अन्तर्गत दो भागों में, अर्थात् माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार तथा माह के शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार, निम्नानुसार की जाएगी :

वर्ष हेतु क्षमता प्रभार (CC_y) = उच्च मांग मौसम के तीन माह हेतु क्षमता प्रभारों का योग + निम्न मांग मौसम के नौ माह हेतु क्षमता प्रभार का योग।

42.2 किसी कलेण्डर माह हेतु ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को देय क्षमता प्रभार की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

माह हेतु क्षमता प्रभार (CC_m) = शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार (CC_p) + माह के शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार (CC_{op}) , जहां

उच्च मांग मौसम :

$$CC_{p1} = (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$CC_{p2} = [(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right)] - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = [(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right)] - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{op1} = [(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)]$$

$$CC_{op2} = [(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right)] - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = [(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAFAF}\right) \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right)] - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

न्यून मांग मौसम

$$CC_{p1} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp1}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$CC_{p2} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMp2}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} \quad CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMp3}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} \quad (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{p4} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMp4}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$$

$$CC_{p5} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp5}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$$

$$CC_{p6} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFMp6}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5})$$

$$CC_{p7} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp7}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6})$$

$$CC_{p8} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMp8}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा।}$$

$$(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7})$$

$$CC_{p9} = \{(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMp9}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा।}$$

$$(0.20 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right)\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8})$$

$$CC_{op1} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$CC_{op2} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} \quad (CC_{op1} + CC_{op2})$$

$$CC_{op4} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMop4}{NAPAF}\right)\} \text{ जो की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा। } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3})$$

$$CC_{op5} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop5}{NAPAF}\right)\} \text{ जो } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4}) \text{ की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगा।}$$

$CC_{op6} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op6}}{NAPAF}\right)\}$ जो $\{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5})$ की उच्चतम सीमा के अधीन होगा।

$CC_{op7} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op7}}{NAPAF}\right)\}$ जो की उच्चतम सीमा के अधीन होगा।

$$(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right) - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6})$$

$CC_{op8} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op8}}{NAPAF}\right)\}$ जो की उच्चतम सीमा के अधीन होगा।

$$(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3}\right) - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7})$$

$CC_{op9} = \{(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op9}}{NAPAF}\right)\}$ जो की उच्चतम सीमा के अधीन होगा।

$$(0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right) - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8})$$

परन्तु ऐसी स्थिति में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई, जो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण बंद हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी को केवल प्रचालन एवं संधारण व्ययों तथा ऋण पर ब्याज वसूल की जाने की अनुमति ही प्रदान की जाएगी,

जहां,

CC_m = माह हेतु क्षमता प्रभार ;

CC_p = माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार ;

CC_{op} = माह के शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम घंटों हेतु क्षमता प्रभार ;

CC_{pn} = किसी विशिष्ट मौसम के 'n' वें माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार;

CC_{opn} = किसी विशिष्ट मौसम के 'n' वें माह के शीर्ष बाह्य (अव्यस्ततम) अवधि हेतु क्षमता प्रभार;

AFC = वार्षिक स्थायी लागत ;

$PAFM_{pn}$ = किसी मौसम में 'n' वें माह के अन्त तक शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक ;

$PAFM_{opn}$ = किसी मौसम में 'n' वें माह के अन्त तक शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक ;

$NAPAF$ = मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक ।

- 42.3** इन विनियमों के विनियम 49 में निर्दिष्ट किये गये अनुसार माह के दौरान मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक "शीर्ष (व्यस्ततम)" तथा "शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम)" घंटों हेतु मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के समतुल्य होगा। दिवस के दौरान "शीर्ष (व्यस्ततम)" तथा 'शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम)' अवधियां क्रमशः चार घंटे तथा बीस घंटे होंगी। दिवस के दौरान 'शीर्ष (व्यस्ततम)' तथा 'शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम)' घंटों की घोषणा संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा अग्रिम रूप से न्यूनतम एक सप्ताह पूर्व की जाएगी। संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किसी क्षेत्र के लिये उच्च मांग मौसम (तीन माह की अवधि, निरन्तर या अन्यथा) और न्यून मांग मौसम (अवशेष नौ माह, निरन्तर या अन्यथा) की घोषणा अग्रिम रूप से न्यूनतम छः माह पूर्व की जाएगी :

परन्तु संबद्ध राज्य भार प्रेषण केन्द्र संबंधित हितधारकों (स्टेकहोल्डर्स) की टिप्पणियों पर विधिवत विचार करने के बाद शीर्ष (व्यस्ततम) घंटे तथा उच्च मांग मौसम इस प्रकार घोषित करेगा जो राज्य के अधिकांश भाग के लिये यथासंभव उच्चतम सीमा तक शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों तथा उच्च मांग मौसम के अनुरूप होगी :

परन्तु यह और भी कि किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में जिसके हितग्राही राज्य के विभिन्न क्षेत्रों में फैले हुए हैं, उच्च मांग मौसम तथा शीर्ष घंटे उक्त क्षेत्र के उच्च मांग मौसम तथा शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के अनुरूप होंगे जहां हितग्राहियों का अधिकांश भाग अंशदान के आवंटन के प्रतिशत रूप में अवस्थित है।

- 42.4** अधोनिष्पत्ति (अण्डर-रिकवरी) या फिर अधिनिष्पत्ति (ओवर-रिकवरी) के फलस्वरूप क्षमता प्रभार की किसी अधोवसूली अथवा अधिवसूली बनाम मौसम (यथास्थिति उच्च मांग अथवा न्यून मांग मौसम) को शीर्ष तथा शीर्ष बाह्य घंटों में मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) की अधोनिष्पत्ति अथवा अधिनिष्पत्ति के साथ बनाम अन्य मौसम के शीर्ष (व्यस्ततम) तथा शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) में 'NAPAF' से समायोजित नहीं किया जाएगा :

परन्तु मौसम की अवधि के अन्तर्गत 'NAPAF' पर आधारित व्युत्पादित संचयी शीर्ष बाह्य घंटों हेतु क्षमता प्रभार की वसूली में पाई गई किसी कमी को संयंत्र उपलब्धता कारक की अधिनिष्पत्ति द्वारा, यदि कोई हो, तथा उक्त मौसम में संचयी शीर्ष घंटों हेतु क्षमता प्रभार की अनुवर्ती काल्पनिक वसूली द्वारा

प्रतिसन्तुलित (ऑफसेट) किया जाना अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु आगे यह भी कि मौसम की अवधि के अन्तर्गत 'NAPAF' पर आधारित व्युत्पादित संचयी शीर्ष घंटों हेतु क्षमता प्रभार की वसूली में पाई गई किसी कमी को संयंत्र उपलब्धता कारक में पाई गई किसी अधिनिष्पत्ति, यदि कोई हो, तथा उक्त मौसम में संचयी शीर्ष घंटों हेतु क्षमता प्रभार की अनुवर्ती काल्पनिक अधिवसूली द्वारा प्रति सन्तुलित किया जाना अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

42.5 किसी माह हेतु निष्पादित किये गये संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PAFM = 1000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{[N \times IC \times (100 - AUX)]} \%$$

जहाँ,

AUX= मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = औसत घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में), अवधि के दौरान iवें दिवस हेतु, अर्थात् माह अथवा वर्ष, यथास्थिति, जैसा कि संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति उपरान्त प्रमाणित किया गया हो

IC = उत्पादन स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = अवधि के दौरान दिवस संख्या

टीप : DCi तथा IC में उन उत्पादन इकाईयों की क्षमता को शामिल नहीं किया जाएगा, जिन्हें वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित न किया गया हो। संबंधित अवधि के दौरान स्थापित क्षमता में परिवर्तन होने की दशा में, उसके औसत मूल्य का अनुप्रयोग किया जाएगा।

42.6 क्षमता प्रभार के अतिरिक्त, किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी इकाई हेतु इन विभिन्न विनियमों के विनियम 49.2(ड) में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार प्रत्येक मौसम के अन्तर्गत (यथास्थिति, उच्च मांग मौसम या न्यून मांग मौसम) संचयी आधार पर प्राप्त किये गये मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (NAPAF) (एक्स-बस ऊर्जा से तत्संबंधी) से अधिक प्रोत्साहन राशि शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान एक्सबस अनुसूचित ऊर्जा हेतु 65 पैसे प्रति किलोवाट की दर से तथा शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों के दौरान एक्सबस अनुसूचित ऊर्जा हेतु 50 पैसे प्रति किलोवाट की दर से देय होगी।

42.7 इन विनियमों के विनियम क्रमांक 42.1 से 42.6 तक के प्रावधान दिनांक 1.04.2020 से प्रभावशाली होंगे। उक्त तारीख तक इन विनियमों के अन्तर्गत ताप विद्युत उत्पादन

केन्द्र हेतु क्षमता प्रभार की वसूली मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) विनियम, 2015 के विनियम क्रमांक 36.1 से 36.4 तक के प्रवाधानों के अनुसार इस शर्त के अध्यक्षीन कि मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) तथा मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (NAPLF) के मूल्य इन विनियमों में विनिर्दिष्टानुसार लिये जाएंगे, की जाएगी।

43. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु ऊर्जा प्रभार की गणना तथा भुगतान :

- 43.1** ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन की लागत शामिल होगी तथा इसका भुगतान प्रत्येक हितग्राही द्वारा ऐसे हितग्राही को प्रदाय की जाने वाली कुल ऊर्जा हेतु कलेण्डर माह के दौरान, एक्स विद्युत संयंत्र आधार पर मासिक ऊर्जा प्रभार दर पर (मय ईंधन मूल्य समायोजन के) किया जाएगा। विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा माह हेतु भुगतानयोग्य कुल प्रभार निम्नानुसार होगा :

(ऊर्जा प्रभार दर, रुपये प्रति किलोवाट ऑवर में) x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस), किलोवाट ऑवर में}

- 43.2** ऊर्जा प्रभार दर (ECR) का अवधारण रुपये प्रति किलोवाट ऑवर में एक्स-विद्युत संयंत्र आधार पर तीन दशमलव स्थानों तक, निम्न सूत्र के अनुसार किया जाएगा :

$$ECR = \{(SHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF + SFC \times LPSFi\} \times 100 / (100 - AUX)$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में।

CVPF = विद्युत उत्पादन केन्द्र पर भाण्डारण के दौरान विषमता के कारण प्राप्त किये गये कोयले का भारित औसत सकल ऊष्मीय मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम में से 85 किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम घटाकर :

परन्तु ऐसे प्रकरण में जहां कोयले का सम्मिश्रण विभिन्न स्रोतों से किया जाता हो, वहां कोयला (प्राथमिक ईंधन) के भारित औसत सकल ऊष्मीय मान की गणना सम्मिश्रण अनुपात के समानुपात में की जाएगी।

CVSF = द्वितीयक ईंधन का ऊष्मीय मान किलो लीटर/मि. लीटर में।

ECR = सम्प्रेषित की गई ऊर्जा प्रभार दर, रुपये प्रति किलोवाट ऑवर में।

SHR = सकल स्टेशन ऊष्मा दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट ऑवर में।

LPPF= माह के दौरान कोयले (प्राथमिक ईंधन) का भारित औसत आगमित मूल्य, रुपये प्रति किलोग्राम में (ऐसी परिस्थिति में, जहां ईंधन का सम्मिश्रण विभिन्न स्रोतों से किया हो, वहां प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल ऊष्मीय मान की प्राप्ति सम्मिश्रण अनुपात के समानुपात में की जाएगी)।

SFC = मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज-तेल खपत, मि. लीटर/किलोवाट ऑवर में।
LPSFi= माह के दौरान द्वितीयक ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य, रुपये प्रति मि. लीटर में।

- 43.3 विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों द्वारा परस्पर सम्मत स्रोत से पृथक वैकल्पिक प्रदाय स्रोत से ईंधन प्रदाय के आंशिक अथवा पूर्ण उपयोग संबंधी प्रकरण में जैसा कि विद्युत क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त की गयी हो, जैसा कि यह अनुबंधित विद्युत प्रदाय के संबंध में ईंधन की कमी या फिर सम्मिश्रण के माध्यम से मितव्ययी परिपालन की अनुकूलतम परिस्थितियों बाबत हो, वहां ईंधन प्रदाय के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग के बारे में विद्युत उत्पादन केन्द्र को अनुमति प्रदान की जाएगी बशर्ते ऐसे कोयले का प्रयोग भारत सरकार की वर्तमान नीति/दिशा-निर्देशों के अनुरूप हो :

परन्तु ऐसी परिस्थिति में हितग्राहियों को पूर्व अनुमति एक पूर्व शर्त नहीं होगी जब तक इस संबंध में विशिष्ट तौर पर विद्युत क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त न कर दी गयी हो ;

परन्तु यह और कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग हेतु इन विनियमों के विनियम 46.3 के अन्तर्गत की गई गणना के अनुसार वैकल्पिक स्रोत से कोयले का भारित औसत मूल्य कोयले के आधार मूल्य के 30 प्रतिशत से अधिक न होगा :

परन्तु यह और भी कि जहां ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार, ईंधन के वैकल्पिक स्रोत को शामिल करते हुये, 30 प्रतिशत से अधिक हो, जैसा कि आयोग द्वारा उक्त वर्ष के लिये अनुमोदित किया गया हो या फिर ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, ईंधन के वैकल्पिक स्रोत को शामिल करते हुये पूर्व माह के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक हो, इनमें से जो भी कम हो, को मान्य किया जाएगा तथा ऐसी दशा में हितग्राही से पूर्व परामर्श न्यूनतम तीन दिवस पूर्व किया जाएगा।

- 43.4** विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों को इन विनियमों में निर्दिष्ट प्ररूपों के अनुसार सकल ऊष्मीय मान के मानदण्डों के विवरण तथा ईंधन, अर्थात् स्वदेशी कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, आदि के संबंध में इनके मूल्य प्रदान किये जायेंगे :

परन्तु आयातित कोयले स्वदेशी कोयले के साथ सम्मिश्रण अनुपात के विवरण, ई-नीलामी कोयले का अनुपात तथा कोयले का भारित औसत सकल ऊष्मीय मान जैसा कि ये प्राप्त किये गये हों पृथक से तत्संबंधी माह के देयकों के साथ प्रदान किये जायेंगे :

परन्तु यह और कि देयकों की प्रतियां तथा सकल ऊष्मीय मान तथा ईंधन अर्थात् स्वदेशी कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, आदि की कीमत, स्वदेशी कोयले के आयातित कोयले के साथ मिश्रण का अनुपात, ई-नीलामी कोयले का अनुपात, विद्युत उत्पादन कम्पनी के वैबस्थल (वेबसाईट) पर भी प्रदर्शित किये जाएंगे। उपरोक्त विवरण कम्पनी के वैबस्थल (वेबसाईट) मासिक आधार पर उपलब्ध कराये जाने चाहिए।

44. कोयले की आगमित लागत की गणना :

- 44.1** ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों के ऊर्जा प्रभार में कोयले (प्राथमिक ईंधन) की आगमित लागत, द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत तथा पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अभिकर्मकों (रिएजेन्ट्स) की आगमित लागत शामिल होगी।
- 44.2** किसी माह हेतु कोयले की आगमित लागत में सम्मिलित होंगे, कोयले की श्रेणी (ग्रेड) तथा गुणवत्ता से तत्संबंधी कोयले का आधार मूल्य, सांविधिक प्रभारों को सम्मिलित करते हुए जो लागू हो/आयोग द्वारा अनुमोदित हों, धोवन (वाशरी) प्रभार, यदि कोई हों, रेल/सड़क या किन्हीं अन्य संसाधनों द्वारा परिवहन लागत एवं भारण, उतराई तथा हथालन प्रभार :

परन्तु शासन द्वारा अधिसूचित मूल्यों से अन्य बेहतर अधिप्राप्ति पर भी विचार किया जा सकेगा यदि आगमित कोयला लागत के प्रयोजन हेतु प्रतिस्पर्धात्मक बोली की पारदर्शी प्रक्रिया पर आधारित है :

परन्तु यह और कि कोयले के आगमित मूल्य की गणना विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा वास्तविक देयक भुगतान के आधार पर कोयले की मात्रा तथा गुणवत्ता के

कारण किसी समायोजन को सम्मिलित करते हुए की जाएगी :

परन्तु यह और भी कि कोयले के सकल ऊष्मीय मान का मापन तृतीय पक्षकार नमूने द्वारा किया जाएगा तथा तृतीय पक्षकार नमूने की प्रक्रिया से संबंधित व्ययों की प्रतिपूर्ति हितग्राहियों द्वारा की जाएगी।

45. परिवहन तथा हथालन हानियां :

45.1 कोयले हेतु, परिवहन तथा हथालन हानियां निम्न मानदण्डों के अनुसार होंगी :

ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र	परिवहन तथा हथालन हानि (%)
खदान मुख (पिट हैड)	0.20%
गैर-खदान मुख (नॉन पिट हैड)	0.80%

परन्तु खदान मुख केन्द्रों के प्रकरण में यदि कोयले की अधिप्राप्ति अन्य स्रोतों से की जाए, जो खदान मुख खदानों से अन्य हो, जिसका परिवहन विद्युत उत्पादन केन्द्र को रेल के माध्यम से किया जाए, वहां गैर-खदान मुख केन्द्र हेतु प्रयोज्य परिवहन तथा हथालन हानियां लागू होंगी :

परन्तु यह और कि आयातित कोयला के प्रकरण में, खदान मुख हेतु प्रयोज्य परिवहन तथा हथालन हानियां लागू होंगी।

46. अभिकर्मक (रिएजेन्ट) की आगमित लागत :

46.1 जहां विशिष्ट अभिकर्मक (रिएजेन्ट) जैसे कि चूना पत्थर (लाईमस्टोन), धावन सोड़ा (सोडियम बाई कार्बोनेट), यूरिया अथवा निर्जल (एहायड्रेस) अमोनिया का उपयोग पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु उत्सर्जन नियंत्रण अभिक्रिया के संचालन के लिये किया जाता हो वहां ऐसे अभिकर्मकों की आगमित लागत का अवधारण अभिकर्मक की मानदण्डीय खपत तथा क्रय मूल्य के आधार पर प्रतिस्पर्धात्मक बोली, लागू सांविधिक प्रभारों तथा परिवहन लागत के माध्यम से किया जाएगा।

46.2 पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु स्थापित की गई विभिन्न प्रौद्योगिकियों हेतु विशिष्ट अभिकर्मक की मानदण्डीय खपत पर विचार केन्द्रीय आयोग द्वारा पृथक से जारी की गई अधिसूचना के अनुसार किया जाएगा।

46.3 आयोग विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के प्रारंभ में प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु जारी किये जाने वाले विशिष्ट विद्युत-दर आदेशों के माध्यम से ऊर्जा प्रभार दर का अनुमोदन करेगा। इस प्रकार अनुमोदित की गयी ऊर्जा प्रभार दर विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के

प्रथम वर्ष हेतु आधार ऊर्जा प्रभार दर होगी। अनुवर्ती वर्षों हेतु आधार ऊर्जा प्रभार दर वह दर होगी जिसकी गणना भुगतान के प्रयोजन से आधार ऊर्जा प्रभार में वृद्धि करने के उपरान्त वृद्धि दरों के रूप में केन्द्रीय आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित प्रतिस्पर्धात्मक बोली दिशा-निर्देशों के अनुसार की जाएगी।

47. जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा भुगतान :

- 47.1** किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थाई लागत की गणना इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी तथा इसकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) तथा ऊर्जा प्रभारों के अन्तर्गत की जाएगी जिसका भुगतान हितग्राहियों द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की विक्रययोग्य क्षमता में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में, अर्थात्, क्षमता अनुसार गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत प्रदाय को छोड़कर किया जाएगा :

परन्तु विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रथम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के मध्य की अवधि के दौरान क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के भुगतान के अवधारण हेतु वार्षिक स्थाई लागत की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र के कार्य पूर्ण किये जाने संबंधी अन्तिम प्राक्कलन के आधार पर प्रावधिक तौर पर की जाएगी।

- 47.2** किसी कलेण्डर माह हेतु किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र को भुगतानयोग्य क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) निम्नानुसार होगा :

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAPAF) \text{ (रूपये में)}$$

जहां,

AFC = वर्ष हेतु निर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत, रूपयों में

NAPAF = मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NDM = माह के दौरान दिवस संख्या

NDY = वर्ष के दौरान दिवस संख्या

PAFM = माह के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

- 47.3** मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी:

$$PAFM = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DCi}{N \times IC \times (100 - AUX)} \%$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = माह के iवें दिवस हेतु घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) जो केन्द्र (स्टेशन)

को न्यूनतम 3 (तीन) घंटे की अवधि में प्रदान करने में सक्षम हो, जैसा कि इसे समन्वयन भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति पर सत्यापित किया जाए

IC = सम्पूर्ण विद्युत उत्पादन केन्द्र (स्टेशनों) की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = माह के दौरान दिवस संख्या

- 47.4 ऊर्जा प्रभार का भुगतान प्रत्येक हितग्राहियों द्वारा, माह के दौरान कुल अनुसूचित प्रदाययोग्य ऊर्जा हेतु, निःशुल्क ऊर्जा को घटाकर, यदि कोई हो, एक्स पावर संयंत्र आधार पर, गणना की गई, ऊर्जा प्रभार दर पर किया जाएगा। विद्युत उत्पादन कम्पनी को माह के दौरान कुल भुगतानयोग्य ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :

(ऊर्जा प्रभार दर रु. प्रति किलोवाट ऑवर में) x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) किलोवॉट ऑवर में} x (100 - FEHS) / 100

- 47.5 किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर का अवधारण रु. प्रति किलोवाट ऑवर में, एक्स पॉवर प्लांट आधार पर, तीन दशमलव बिन्दुओं तक निम्न सूत्र के आधार पर इन विनियमों के विनियम 47.7 के उपबन्धों के अध्याधीन किया जाएगा :

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / \{ DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) \}$$

जहां,

DE = जल विद्युत उत्पादन स्टेशन हेतु वार्षिक रूपांकित ऊर्जा, मेगावाट ऑवर में, निम्न दर्शाये विनियम 47.6 के उपबन्धों के अध्याधीन होगी

FEHS = गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा, प्रतिशत में, जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 53 में परिभाषित किया गया है

- 47.6 यदि किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र की वर्ष के दौरान विक्रय अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा (एक्स-बस) से कम विद्युत उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण से परे कतिपय कारणों से हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा दाखिल किये गये आवेदन का संव्यवहार इन विनियमों के विनियम 47.7 के अनुसार किया जाएगा।

- 47.7 वार्षिक स्थाई लागत के पचास प्रतिशत की तुलना में ऊर्जा प्रभारों में किसी कमी की वसूली छः समतुल्य मासिक किस्तों में अनुज्ञेय की जाएगी :

परन्तु ऐसे प्रकरण में, जहां जल विद्युत उत्पादन केन्द्र से वास्तविक विद्युत उत्पादन रूपांकित ऊर्जा से निरन्तर 4 वर्षों की अवधि हेतु जल वैज्ञानिक (हायड्रोलोजी) कारक के कारण कम रही हो, वहां विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से सुसंबद्ध आंकड़ों के साथ केन्द्र की रूपांकित ऊर्जा के पुनरीक्षण हेतु सम्पर्क किया जाएगा।

47.8 विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2014-19 के दौरान विक्रययोग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) के कारण ऊर्जा प्रभारों में किसी कमी के बारे में जिसकी विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा (एक्स बस) से कम होने तथा जो विद्युत उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण से बाहर परिस्थिति के कारण जिसकी कथित विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि में वसूली नहीं हो पाई हो, की वसूली इन विनियमों के विनियम 47.7 के अनुसार की जाएगी।

47.9 यदि किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर (ECR) जैसा कि इसकी गणना इन विनियमों के विनियम 47.5 में की गई है, एक सौ बीस पैसे प्रति किलोवाट ऑवर से अधिक हो तथा वर्ष के दौरान वास्तविक विक्रय योग्य ऊर्जा $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) / 10000\}$ मेगावाट ऑवर से अधिक हो तो ऊर्जा हेतु ऊर्जा प्रभार की बिलिंग उपरोक्त से अधिक हेतु, केवल एक सौ बीस पैसे प्रति किलोवाट ऑवर की दर से की जाएगी।

47.10 संबंधित भार प्रेषण केन्द्र हितग्राहियों से परामर्श कर जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु घोषित की गई उपलब्ध समस्त ऊर्जा की अनुकूलतम उपयोगिता हेतु अनुसूचियों को अन्तिम रूप देगा जिसे समस्त हितग्राहियों हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र के तत्संबंधी आवंटन के समानुपात में अनुसूचीबद्ध किया जाएगा।

48. विचलन प्रभार :

48.1 विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु वास्तविक शुद्ध अन्तःक्षेपण तथा अनुसूचित शुद्ध अन्तःक्षेपण अंतरों तथा हितग्राहियों हेतु वास्तविक शुद्ध आहरण और अनुसूचित शुद्ध आहरण अंतरों को उनका तत्संबंधी विचलन माना जाएगा तथा ऐसे विचलनों को केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अधिसूचित "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, समय-समय पर यथासंशोधित या इसके किसी अनुवर्ती अधिनियम द्वारा अधिशसित किया जाएगा।

48.2 प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा हितग्राही के वास्तविक शुद्ध विचलन को उसकी परिधि पर राज्य पारेषण इकाई द्वारा स्थापित विशेष ऊर्जा मापयंत्रों के माध्यम से मीटरीकृत किया जाएगा तथा संबद्ध भार प्रेषण केन्द्र द्वारा इसकी गणना प्रत्येक 15-मिनट के समय-खण्ड हेतु मेगावाट ऑवर में की जाएगी।

अध्याय-9

प्रचालन के मानदण्ड

49. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड :

49.1 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार की वसूली तथा प्रोत्साहन इन विनियमों में निर्दिष्ट किये गये मानदण्डों की उपलब्धि पर आधारित होंगे।

49.2 ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु निम्न दर्शाये गये प्रचालन मानदण्ड ऐसे विद्यमान ताप विद्युत केन्द्रों को लागू होंगे जिनके द्वारा दिनांक 31 मार्च, 2012 को अथवा उससे पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन तारीख प्राप्त की गई हो :

(क) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	200+210	410.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 X 210	420.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	70.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	85.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 X 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 X 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र - (500 मेगावाट)	1X500	500.0	85.00%

(ख) सकल स्टेशन ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	200+210	410.0	2850
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 X 210	420.0	2850
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीच 3)		830.0	2850
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	2450
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 X 210	420.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 X 210	420.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र - (500 मेगावाट)	1X500	500.0	2390

(ग) आपेक्षिक ईंधन खनिज तेल खपत (म लीटर/ /किलोवाट ऑवर)

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	200+210	410.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 X 210	420.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	1.75
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	0.50
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 X 210	420.0	1.30
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 X 210	420.0	1.00
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	1.15
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र - (500 मेगावाट)	1X500	500.0	0.50

(घ) सहायक ऊर्जा खपत (%)

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	200+210	410.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 X 210	420.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	10.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	9.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 X 210	420.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 X 210	420.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र - (500 मेगावाट)	1X500	500.0	5.75%

(ङ) प्रोत्साहन हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भारक कारक (NAPLF) (%)

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	200+210	410.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 X 210	420.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	70.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 X 210	210.0	85.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 X 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 X 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र - (500 मेगावाट)	1X500	500.0	85.00%

49.3 दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् प्राप्त की गई वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से जुड़ी समस्त क्षमताओं के संबंध में ताप विद्युत उत्पादन इकाईयों/केन्द्रों हेतु निम्न

मानदण्ड लागू होंगे :

क. मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक : (NAPAF) : 85%

ख. मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (NAPLF) : 85%

ग. सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate) :

(एक) विद्यमान कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनकी वाणिज्यिक प्रचालन तारीख 1.4.2012 को या तत्पश्चात् 31.3.2016 तक हो (उन्हें छोड़कर जिन्हें विनियम 49.2 के अंतर्गत शामिल किया गया है), आयोग द्वारा पूर्व ही से अनुमोदित स्टेशन ऊष्मा दर मानदण्ड लागू होंगे।

(दो) विद्यमान कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनकी वाणिज्यिक प्रचालन तारीख 1.4.2016 को या तत्पश्चात् 31.3.2019 तक हो, वहां वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 हेतु नियंत्रण अवधि (कन्ट्रोल पीरियड) हेतु स्टेशन ऊष्मा दर (हीट रेट) का निर्धारण निम्नानुसार किया जाएगा :

स्टेशन ऊष्मा दर = $1.05 \times$ रूपांकन ऊष्मा दर (डिजाइन हीट रेट)
किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)

जहां किसी विद्युत उत्पादन इकाई की रूपांकन ऊष्मा दर से (डिजाइन हीट रेट) से अभिप्रेत है इकाई ऊष्मा दर (यूनिट हीट रेट) जिसे सामग्री प्रदायकर्ता द्वारा शत प्रतिशत निरंतर गुणवत्ता श्रेणी (MCR), शून्य प्रतिशत प्रतिपूर्ति, रूपांकन कोयला तथा रूपांकन शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव (बैक प्रेशर) जैसी शर्तों हेतु प्रत्याभूत किया गया है:

परन्तु यह कि रूपांकन ऊष्मा दर उच्चतम इकाई (यूनिट) ऊष्मा दर से अधिक न होगी जो इकाईयों की दबाव तथा तापमान मूल्यांकन (प्रेशर एण्ड टेम्परेचर रेटिंग) पर निर्भर करेगा जैसा कि इसे मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन एवं शर्तों) विनियम 2015 {आरजी-26 (III), वर्ष 2015} के विनियम 39(ग)(ख) के अंतर्गत निर्दिष्ट किया गया है :

परन्तु यह और कि यदि किसी इकाई के दबाव तथा तापमान मानदण्ड उपरोक्त दर्शाये गये मूल्यांकन से भिन्न हों तो ऐसी दशा में निकटतम श्रेणी की उच्चतम रूपांकन इकाई की ऊष्मा दर ली जाएगी :

परन्तु यह और भी कि जहां इकाई ऊष्मा दर प्रत्याभूत नहीं की गई हो परन्तु टरबाइन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता उसी सामग्री प्रदायकर्ता अथवा भिन्न-भिन्न सामग्री प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक-पृथक प्रत्याभूत की गई हों तो ऐसी दशा में इकाई रूपांकन ऊष्मा दर की गणना प्रत्याभूत टरबाइन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता के प्रयोग द्वारा की जाएगी :

परन्तु यह और भी यदि एक या एक से अधिक इकाईयां 1.4.2016 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित की गई हों वहां इन इकाईयों हेतु ऊष्मा दर मानदण्ड तथा दिनांक 1.4.2016 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित की गई इकाईयों हेतु उपरोक्त क्रियाविधि के अनुसार प्राप्त किये गये ऊष्मा दर मानदण्डों में से जो भी कम हो, मान्य किया जाएगा।

टीप : ऐसी इकाईयों के बारे में जहां वाष्पयन्त्र पोषित पम्प (बीएफपी) विद्युत चालित हों वहां उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर टरबाइन चालित वाष्पयन्त्र पोषित पम्प के साथ निर्दिष्ट उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर कम होगी।

(तीन) नवीन कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र जो दिनांक 1.4.2019 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन तारीख की प्राप्ति करते हों :

स्टेशन ऊष्मा दर (स्टेशन हीट रेट) = $1.05 \times$ रूपांकित ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/प्रति किलोवाट ऑर में)

जहां किसी विद्युत उत्पादन इकाई की रूपांकन ऊष्मा दर से (डिजाइन हीट रेट) से अभिप्रेत है इकाई ऊष्मा दर (यूनिट हीट रेट) जिसे सामग्री प्रदायकर्ता द्वारा शत प्रतिशत निरंतर गुणवत्ता श्रेणी (MCR), शून्य प्रतिशत प्रतिपूर्ति, रूपांकन कोयला तथा रूपांकन शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव (बैक प्रेशर) जैसी शर्तों हेतु प्रत्याभूत किया गया है :

परन्तु रूपांकन ऊष्मा दर इकाईयों की दबाव तथा तापमान गुणवत्ताओं पर निर्भर निम्न दर्शाई गई उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दरों से अधिक न होंगी :

दबाव मूल्यांकन (प्रेशर रटिंग) (किलोग्राम/वर्ग सेंमी)	150	170	170	247
सुपर हीटर टेम्परेचर (तापमान)/रीहीटर टेम्परेचर (तापमान) ($^{\circ}\text{C}$)	535/535	537/537	537/565	537/565
वाष्पयंत्र पोषित पंप का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित
उच्चतम टरबाईन चक्र ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)	1955	1950	1935	1900
न्यूनतम वाष्पयंत्र दक्षता				
सब-बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.86
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89
उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)				
सब-बिटूमिनस भारतीय-कोयला	2273	2267	2250	2222
बिटूमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135

दबाव मूल्यांकन (किलोग्राम/वर्ग सेंमी)	247	270	270
सुपर हीटर टेम्परेचर (तापमान)/रीहीटर टेम्परेचर (तापमान) ($^{\circ}\text{C}$)	565/593	593/593	600/600
वाष्पयंत्र पोषित पंप का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित
उच्चतम टरबाईन चक्र ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)	1850	1810	1800
न्यूनतम वाष्पयंत्र दक्षता			
सब-बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.865	0.865
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.895	0.895
उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)			
सब-बिटूमिनस भारतीय कोयला	2151	2105	2081
बिटूमिनस आयातित कोयला	2078	2034	2022

परन्तु यह और कि यदि किसी इकाई के दबाव तथा तापमान मानदण्ड उपरोक्त दर्शाये गये मूल्यांकन से भिन्न हों तो ऐसी दशा में निकटतम श्रेणी की उच्चतम रूपांकन इकाई की ऊष्मा दर ली जाएगी :

परन्तु यह और भी कि जहां इकाई ऊष्मा दर प्रत्याभूत नहीं की गई हो परन्तु टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता उसी सामग्री प्रदायकर्ता अथवा भिन्न-भिन्न सामग्री प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक-पृथक प्रत्याभूत की गई हों तो ऐसी दशा में इकाई रूपांकन ऊष्मा दर की गणना प्रत्याभूत टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता के प्रयोग द्वारा की जाएगी :

परन्तु आगे यह और भी कि जहां सब-बिटूमिनस भारतीय कोयले हेतु वाष्पयंत्र दक्षता 86 प्रतिशत से कम तथा बिटूमिनस आयातित कोयले हेतु 89 प्रतिशत से

कम हो वहां इन्हें स्टेशन ऊष्मा दर (हीट रेट) की गणना हेतु सब बिटूमिनस कोयले तथा बिटूमिनस आयातित कोयले हेतु क्रमशः 86 तथा 89 प्रतिशत ही माना जाएगा :

परन्तु यह और भी कि यदि एक या एक से अधिक इकाईयां दिनांक 1.4.2019 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित की गई हों तो ऐसी दशा में इन इकाईयों हेतु तथा इनके साथ-साथ दिनांक 1.4.2019 को तथा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित ऊष्मा दर मानदण्ड जिनकी गणना उपरोक्त विधि द्वारा की जाएगी या फिर आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2016-17 से वित्तीय वर्ष 2018-19 हेतु आयोग द्वारा विचार किया जाए इनमें से जो भी कम हो, मानी जाएगी :

परन्तु यह और भी कि कोयला अस्वीकरणों (कोल रिजेक्ट्स) पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उनकी स्वीकार्यता के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

टीप : ऐसी इकाईयों के संबंध में जहां वाष्पयंत्र पोषित पम्प विद्युत चालित हों, उनमें उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर ऊष्मा दर टरबाइन वाष्पयंत्र पोषित पम्प हेतु विनिर्दिष्ट की गई उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर कम होगी।

घ. आपेक्षिक ईंधन तेल खपत :

- (i) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु : 0.5 मि.ली./किलोवाट ऑवर
- (ii) कोयला अस्वीकरणों पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु : 2.0 मि.ली./किलोवाट ऑवर

ङ. सहायक ऊर्जा खपत :

स.क्र.	विद्युत केन्द्र (पावर स्टेशन)	मय नैसर्गिक ड्राफ्ट शीतलीकरण के या शीतलीकरण ऑवर के बगैर भी
(1)	200 मेगावाट श्रृंखला	8.50%
(2)	300 मेगावाट तथा इससे अधिक	
	वाष्प चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	5.75%
	विद्युत चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	8.00%
(3)	45 मेगावाट श्रृंखला	10.00%

परन्तु ड्राफ्ट उत्सर्जित शीतलीकरण टावरों वाले विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डों में आगे 0.5 प्रतिशत की अतिरिक्त वृद्धि की जाएगी :

परन्तु यह और कि निम्नानुसार दर्शाई गयी अतिरिक्त सहायक ऊर्जा खपत शुष्क शीतलन प्रणालियों से युक्त संयंत्रों हेतु अनुज्ञेय की जा सकेगी :

शुष्क शीतलन का प्रकार	सकल विद्युत उत्पादन के प्रतिशत के रूप में
प्रत्यक्ष, शीतलन वायु शीतलन संघनित्र, मय यांत्रिक कर्षण पंखों के	1.00%
अप्रत्यक्ष, शीतलन प्रणाली जिनमें जेट संघनित्र नियोजित किये जाते हों, मय दबाव प्रतिप्राप्ति टरबाइन तथा नैसर्गिक कर्षण टावर के	0.50%

50. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड :

50.1 जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :

(1) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)

आयोग द्वारा जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक का अवधारण निम्न मानदण्डों के अनुसार किया जाएगा :

(एक) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट (एमडीडीएल) के स्तर में अन्तर 8 प्रतिशत तक का हो, तथा जहां संयंत्र उपलब्धता गाद (सिल्ट) से प्रभावित न हो: 90 प्रतिशत

(दो) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर में अन्तर 8 प्रतिशत से अधिक का हो व जहां संयंत्र उपलब्धता गाद (सिल्ट) से प्रभावित न हो : माहवार शीर्ष क्षमता जैसा कि परियोजना प्राधिकारियों द्वारा इसे विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन में प्रदान किया गया हो, {केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित} 'NAPAF' के निर्धारण का आधार बनेगा।

(तीन) जलाशय (पॉण्डेज) प्रकार के संयंत्र, जहां संयंत्र की उपलब्धता उल्लेखनीय रूप से गाद (सिल्ट) द्वारा प्रभावित होती हो : 85 प्रतिशत

(चार) नदी-बहाव प्रकार के संयंत्र : मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) का अवधारण दस-दिवस रूपांकन ऊर्जा आंकड़ों पर आधारित संयंत्रवार किया जाएगा जिसे पूर्व के अनुभव के आधार पर, उसके उपलब्ध/युक्तियुक्त होने की दशा में, संयंत्र किया जाएगा।

50.2 आयोग द्वारा मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के अवधारण में

अतिरिक्त रियायत (अलाऊंस) प्रदान की जा सकेगी, उदाहरण के तौर पर, असामान्य गाद (सिल्ट) की समस्या अथवा अन्य प्रचालन शर्तें तथा संयंत्र की विदित परिसीमाएं।

50.3 उपरोक्त विवरण के आधार पर, क्षमता प्रभारों की वसूली हेतु वर्तमान में प्रचालित किये जा रहे जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों के मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) निम्नानुसार होंगे :-

केन्द्र (स्टेशन)	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता (मेगावाट में)	मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)
गांधी सागर	संग्रहण	57.5	85.00%
पेंच	संग्रहण	106.7	85.00%
राजघाट	संग्रहण	26.86	60.00%
बरगी	संग्रहण	90.0	85.00%
बाणसागर संकुल (सिलपारा को छोड़कर)	संग्रहण	395.0	85.00%
सिलपारा	नदी बहाव आधारित मय जलाशय (पॉण्डेज)	30.0	85.00%
बिरसिंहपुर	संग्रहण	20.0	85.00%
मढ़ीखेड़ा	संग्रहण	60.0	85.00%

(2) सहायक ऊर्जा खपत :

- (क) सतह पर स्थापित जल-विद्युत उत्पादन — उत्पादित ऊर्जा का 0.7 प्रतिशत केन्द्र जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर घूर्णन संदीपक (रोटेटिंग एक्साईटर) स्थापित है
- (ख) सतह पर स्थापित जल-विद्युत उत्पादन — उत्पादित ऊर्जा का 1.20 प्रतिशत केन्द्र जिसमें स्थैतिक संदीपन (स्टैटिक एक्साईटेशन) प्रणाली स्थापित है
- (ग) भूमिगत स्थापित जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर घूर्णन संदीपक (रोटेटिंग एक्साईटर) स्थापित है — उत्पादित ऊर्जा का 0.9 प्रतिशत
- (घ) भूमिगत स्थापित जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनमें स्थैतिक संदीपन (स्टैटिक एक्साईटेशन) प्रणाली स्थापित है — उत्पादित ऊर्जा का 1.30 प्रतिशत

अध्याय – 10

अनुसूचीकरण, लेखांकन तथा बिलिंग

51. अनुसूचीकरण :

- 51.1 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु अनुसूचीकरण बावत कार्यविधि आयोग द्वारा अनुमोदित ग्रिड संहिता (या फिर अन्य कोई संहिता या विनियम) में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए।

52. मापन पद्धति (मीटरिंग) तथा लेखांकन :

- 52.1 मापन पद्धति (मीटरिंग) तथा लेखांकन हेतु मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा अनुमोदित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (या फिर अन्य कोई संहिता या विनियम) के उपबन्ध प्रयोज्य होंगे।

53. प्रभारों की बिलिंग तथा भुगतान :

- 53.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा इन विनियमों के अनुसार क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों हेतु देयक (बिल) मासिक आधार पर प्रस्तुत किये जाएंगे तथा हितग्राहियों द्वारा प्रयोज्य भुगतान सीधे विद्युत उत्पादन कम्पनी को किये जाएंगे :

परन्तु हितग्राही द्वारा प्राधिकृत व्यक्ति के कार्यालय में मूल देयक की भौतिक प्रतिलिपि और/अथवा विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्राधिकृत व्यक्ति के अधिकारिक ई-मेल आईडी के माध्यम से प्रेषित किये गये मूल देयक के प्रतिरूपण (स्कैन की गई प्रतिलिपि) द्वारा बिल की प्रस्तुति को वैध माना जाएगा:

परन्तु यह और कि कम्पनी के प्रबंध संचालक अथवा मुख्य कार्यपालन अधिकारी द्वारा हस्ताक्षरकर्ता अथवा हस्ताक्षरकर्ताओं (केवल अधिकारी पदनाम के रूप में) को अग्रिम रूप से अधिसूचित किया जाएगा तथा प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ताओं की सूची या प्रयोजन में किसी परिवर्तन को इसी विधि के अनुसार सम्प्रेषित किया जाएगा।

- 53.2 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में क्षमता प्रभार का भुगतान विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा किसी माह हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता में उनके प्रतिशत अंशदान के अनुसार (अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित करते हुए) परस्पर वितरित किया जाएगा। किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों का भुगतान विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा परस्पर वितरित विक्रय-योग्य क्षमता (जिसका अवधारण उनके गृह

राज्य को निःशुल्क ऊर्जा के तत्संबंधी क्षमता को घटाने के पश्चात् किया जाएगा) विद्युत उत्पादन केन्द्र के अंशदान के अनुपात में (अनावंटित क्षमता में किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर) हितग्राहियों द्वारा निम्न दर्शाई गई टीप 3 के अनुसार किया जाएगा।

टीप 1 :

राज्य क्षेत्र के विद्युत उत्पादन केन्द्रों की कुल क्षमता में प्रत्येक हितग्राही के अंशदान/आवंटन का अवधारण राज्य शासन द्वारा अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर किया जाएगा। ये अंशदान स्टेशन क्षमता के प्रतिशत के रूप में प्रयोज्य होंगे तथा किसी माह के दौरान स्थिर रहेंगे। किसी हितग्राही का कुल क्षमता अंशदान, उसके क्षमता अंशदान तथा अनावंटित भाग में से किये गये किसी आवंटन का योग होगा। राज्य शासन द्वारा अनावंटित ऊर्जा में से की गई किसी विशिष्ट आवंटन की अनुपस्थिति में, अनावंटित ऊर्जा को आवंटित क्षमता में आवंटित अंशदान के अनुपात के अनुरूप जोड़ दिया जाएगा।

टीप 2 :

हितग्राही उनके आवंटित स्थायी अंशदान के अंश को अन्य हितग्राहियों को समर्पित किया जाना प्रस्तावित कर सकेंगे। ऐसे प्रकरणों में, ऊर्जा के अन्तरण की तकनीकी व्यवहार्यता पर निर्भर तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अन्य राज्यों के साथ निष्पादित किए गए विशिष्ट अनुबंधों के आधार पर जो इस प्रकार के अन्तरणों हेतु क्षेत्र के आन्तरिक/बाह्य रूप से किए जाएंगे, हितग्राहियों के अंशदान प्रत्याशित रूप से राज्य शासन द्वारा किसी कलेण्डर माह के प्रारंभ से किसी विशिष्ट अवधि हेतु (पूर्ण माह संख्या में) पुनर्आवंटित किये जा सकेंगे। जब भी इस प्रकार के पुनर्आवंटन किये जाते हैं तो हितग्राही जो अपने अंशदान को समर्पित करते हों, उन्हें समर्पित किये गये अंशदान हेतु क्षमता प्रभारों के भुगतान की बाध्यता नहीं होगी। उपरोक्तानुसार समर्पित की गई तथा पुनर्आवंटित की गई क्षमता की अवधि हेतु, क्षमता प्रभारों का भुगतान ऐसे राज्यों/हितग्राही द्वारा किया जाएगा जिन्हें/जिसे समर्पित क्षमता आवंटित की जाती है। उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनर्आवंटन की अवधि को छोड़कर, विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा पूर्ण क्षमता प्रभारों का भुगतान अंशदान की आवंटित क्षमता के अनुसार जारी रखा जाएगा। समुचित प्राधिकारी द्वारा ऐसे पुनर्आवंटन तथा प्रत्यावर्तन को समस्त संबंधितों को अग्रिम तौर इस प्रकार के पुनर्आवंटन तथा प्रत्यावर्तन के प्रभावशील होने के न्यूनतम तीन दिवस पूर्व सम्प्रेषित किया जाएगा।

टीप 3 :

FEHS = गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा को प्रतिशत के रूप में 13 प्रतिशत अथवा वास्तविक, इनमें से जो भी कम हो, माना जाएगा (यह प्रावधान मध्यप्रदेश पावर जनरेशन कम्पनी लिमिटेड

के विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु लागू नहीं होगा) :

परन्तु ऐसे प्रकरणों में जहां किसी जल विद्युत परियोजना का कार्यस्थल किसी विकासक (जो राज्य द्वारा नियंत्रित अथवा स्वामित्व वाली कम्पनी नहीं होगी) को बोली की द्विस्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया द्वारा प्रदान किया जाता है, वहां "निःशुल्क ऊर्जा" 13 प्रतिशत मानी जाएगी जिसमें विद्युत की 100 यूनिटों से तत्संबंधी ऊर्जा भी सम्मिलित होगी जो परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को 10 वर्ष की अवधि हेतु उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से प्रदान की जाएगी :

परन्तु यह और कि विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तारीख से 10 वर्षों की अवधि हेतु परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को प्रति माह 100 यूनिट निःशुल्क विद्युत से तत्संबंधी मात्रा के प्रावधान का विवरण भी प्रदान किया जायेगा।

54. छूट :

54.1 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा प्रस्तुत देयकों का भुगतान साखपत्र (लैटर ऑफ क्रेडिट) या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अन्तरण (NEFT)/क्षेत्रीय लेन-देन सकल व्यवस्थापन (RTGS) के माध्यम से बिल प्रस्तुति के 5 दिवस के भीतर किए जाने पर कम्पनी द्वारा 1.5% की छूट प्रदान की जाएगी।

व्याख्या : 5 दिवस की गणना करते समय, दिवस संख्या की गणना निरन्तर किसी अवकाश पर विचार किये बगैर की जाएगी। तथापि, यदि अन्तिम दिवस या पाचवां दिवस आधिकारिक अवकाश हो तो छूट के प्रयोजन से पांचवे दिवस को निकटतम अनुवर्ती कार्यकारी दिवस माना जाएगा (आधिकारिक राज्य शासकीय कलेण्डर के अनुसार जहां प्राधिकृत हस्ताक्षकर्ता का कार्यालय या हितग्राही के प्रतिनिधि का कार्यालय बिल की प्राप्ति या अभिस्वीकृति के प्रयोजन से अवस्थित है)।

54.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा देयकों की प्रस्तुति के 5 दिवस पश्चात् तथा 30 दिवस के भीतर किये जाने पर विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा एक प्रतिशत की छूट प्रदान की जाएगी।

55. विलंब भुगतान अधिभार :

55.1 जहां इन विनियमों के प्रावधानों के अंतर्गत देय प्रभारों के किसी देयक के भुगतान में देयकों के प्रस्तुतिकरण की तारीख से 45 दिवस से अधिक अवधि का विलंब किया जाता हो अथवा विद्युत क्रय अनुबंध के अनुसार देयकों के प्रस्तुतिकरण की तारीख, जो भी पहले हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25 प्रतिशत प्रति माह की दर से विलंब भुगतान अधिभार अधिरोपित किया जाएगा।

अध्याय – 11

प्रलाभों का सहभाजन

56. मानदण्डों में परिवर्तन के कारण लाभों का सहभाजन (शेयरिंग) :

56.1 विद्युत उत्पादन कंपनी प्रयोज्य नियंत्रणीय मानदण्डों के वास्तविक निष्पादन के आधार पर प्राप्त किये गये लाभों की गणना निम्नानुसार करेगी :

(एक) स्टेशन ऊष्मा दर

(दो) द्वितीय ईंधन तेल खपत : तथा

(तीन) सहायक ऊर्जा खपत

56.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा नियन्त्रणीय कारकों के कारण अर्जित किये गये वित्तीय लाभों का सहभाजन विद्युत उत्पादन कंपनी तथा हितग्राहियों के मध्य वार्षिक आधार पर किया जाएगा। विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर, परिचालन मानदण्डों के कारण जैसा कि इसे इस विनियमों के विनियम 56.1 में दर्शाया गया है वित्तीय लाभों को निम्न सूत्र के अनुसार परिकलित करते हुए इन्हें विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा हितग्राहियों के मध्य 50 : 50 के अनुपात में सहभाजित किया जाएगा।

शुद्ध लाभ (नेट गेन) = $(ECR_N - ECR_A) \times$ अनुसूचित विद्युत उत्पादन
जहां,

ECR_N = मानदण्डीय ऊर्जा प्रभार दर, जिसकी गणना स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक ऊर्जा खपत तथा द्वितीयक ईंधन तेल खपत हेतु निर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी।

ECR_A = वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर जिसकी गणना माह हेतु वास्तविक स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक ऊर्जा खपत तथा द्वितीयक ईंधन तेल खपत के आधार पर की जाएगी :

परन्तु जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में, शुद्ध लाभ के वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत से कम होने के कारण गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी बशर्ते विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा से अधिक हो तथा तदनुसार विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा हितग्राहियों के मध्य इसका सहभाजन 50 : 50 के अनुपात में किया जाएगा :

(एक) जब विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन, मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत के आधार

पर विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा से कम हो तथा वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा से कम या समतुल्य हो तो :

शुद्ध लाभ (मिलियन रूपयों में) = [(विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन मिलियन यूनिटों में)–(मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा मिलियन यूनिटों में)] x [1.20 या ECR, इनमें से जो भी कम हो]।

(दो) जब विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा से अधिक हो तो :

शुद्ध लाभ (मिलियन रूपयों में) = {विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन मिलियन यूनिटों में}–[(विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन मिलियन यूनिटों में) x (100–मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत प्रतिशत में)]/(100–वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत प्रतिशत में)] x [1.20 या ECR, इनमें से जो भी कम हो]।

57. ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन या पुनर्संरचना के कारण ब्याज की बचत का सहभाजन :

57.1 यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी को ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन या पुनर्संरचना के फलस्वरूप ऐसे पुनर्वितीय प्रबंधन अथवा पुनर्संरचना से संबद्ध लागत के लेखांकन के पश्चात् ब्याज दर शुद्ध बचत प्राप्त हो तो इसे हितग्राहियों तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी के मध्य 50 : 50 के अनुपात में सहभाजित किया जाएगा।

57.2 किसी विवाद के प्रकरण में, पक्षकारों में से कोई भी एक अपना आवेदन मप्रविनिआ (कार्य संचालन) विनियम, 2004 (समय–समय पर यथासंशोधित) के अनुसार प्रस्तुत कर सकेगा :

परंतु हितग्राही द्वारा ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन से उठने वाले किसी विवाद के विचाराधीन रहते हुए, विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा ब्याज के कारण किये गये किसी दावे के भुगतान को रोका नहीं जाएगा।

58. गैर–विद्युत दर (टैरिफ) आय का सहभाजन :

58.1 विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में निम्न के कारण गैर–विद्युत दर (टैरिफ) शुद्ध आय का सहभाजन हितग्राहियों तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी के मध्य 50 : 50 के अनुपात में वार्षिक आधार पर किया जाएगा :

(क) भूमि या भवनों के भाड़े से प्राप्त आय ;

- (ख) रद्दी माल (स्क्रेप) के विक्रय से प्राप्त आय ;
- (ग) राखड़ (फलाई-ऐश) के विक्रय से प्राप्त आय ;
- (घ) सामग्री प्रदायकों या ठेकेदारों को प्रदत्त अग्रिम राशियों पर प्राप्त ब्याज राशि ;
- (ङ) कर्मचारी आवास-गृहों से प्राप्त भाड़ा राशि ;
- (च) ठेकेदारों से प्राप्त भाड़ा राशि ;
- (छ) विज्ञापनों से प्राप्त आय ;
- (ज) पूंजी निवेश राशियों तथा बैंक शेष राशियों पर प्राप्त ब्याज राशि :

परन्तु विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा संचालित व्यवसाय से सुसंबद्ध पूंजी पर प्रतिलाभ में से किये गये पूंजी निवेश से अर्जित ब्याज या लाभांश राशि को गैर-विद्युत दर (टैरिफ) आय में शामिल नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग को अपनी गैर-विद्युत दर (टैरिफ) आय के पूर्वानुमान के पूर्ण विवरण प्रस्तुत करेगी। अंकक्षित लेखों के आधार पर गैर-विद्युत दर आय का भी सत्यापन किराया जाएगा।

59. स्वच्छ विकास क्रियाविधि के प्रलाभों का सहभाजन :

59.1 स्वच्छ विकास क्रियाविधि के अन्तर्गत अनुमोदित उत्सर्जन न्यूनीकरण परियोजनाओं से कार्बन आकलन की प्राप्तियों का परस्पर सहभाजन निम्न विधि द्वारा किया जाएगा :

- (क) स्वच्छ विकास क्रियाविधि के कारण सकल प्राप्तियों की शत-प्रतिशत राशि परियोजना के विकास द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख के प्रथम वर्ष में स्वयं के पास धारित रखी जाएगी ; और
- (ख) द्वितीय वर्ष में हितग्राहियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा जिसमें उत्तरोत्तर प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी जिसके 50 प्रतिशत तक पहुंचने के उपरान्त प्राप्तियों का सहभाजन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों के मध्य समान अनुपात में किया जाएगा।

अध्याय – 12

विविध प्रावधान

60. परिचालन मानदण्डों का उच्चतम सीमा होना :

60.1 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किये गये विनियम उच्चतम मानदण्ड हैं तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों को समुन्नत मानदण्डों के प्रति सहमत होने से प्रतिबंधित नहीं करेंगे तथा यदि समुन्नत मापदण्डों के प्रति सहमति बनती हो तो ऐसे मानदण्ड विद्युत-दर के अवधारण हेतु लागू किये जा सकेंगे।

61. उच्चतम विद्युत-दर से विचलन :

61.1 अवधारित की गई विद्युत-दर उच्चतम सीमा होगी। विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राही परस्पर निम्नतर विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारित करने हेतु भी सहमत हो सकते हैं।

61.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी अदायगी की आवश्यकता के आधार पर न्यून अवमूल्यन/अवक्षयण के कारण इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगी। ऐसे प्रकरण में उपयोगी जीवनकाल के दौरान विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अवमूल्यन/अवक्षयण में कमी के कारण प्रतिप्राप्त न किये अवमूल्यन की वसूली इन विनियमों में उपयोगी जीवनकाल के बाद की जा सकेगी।

61.3 विद्युत उत्पादन कम्पनी इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए परिचालन मापदण्डों से विचलन के बारे में प्रचालन एवं संधारण व्ययों को कम करने, पूंजी पर घटे हुए प्रतिलाभ तथा इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रोत्साहन के बारे में सहमति व्यक्त करते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगी।

61.4 आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट उच्चतम विद्युत-दर में विचलन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों के मध्य सम्मत तारीख से प्रभावशील होगी।

61.5 विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों को उपरोक्त विनियमों 61.1 से 61.3 के अनुसार निम्नतर विद्युत-दर प्रभारित करने हेतु आयोग से सम्पर्क करना होगा। लेख के विवरण तथा विनियम 61.1 से 61.3 के अन्तर्गत वास्तविक रूप से प्रभारित की गई विद्युत-दर को सत्यापन के समय प्रस्तुत करना होगा।

62. आय पर कर :

62.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी के आय स्रोतों पर अधिरोपित कर की वसूली पृथक् से हितग्राहियों से नहीं की जाएगी।

63. विदेशी विनिमय दर परिवर्तन का समायोजन :

63.1 विद्युत उत्पादन कंपनी विदेशी विनिमय की अनावृत्ति को विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु विदेशी मुद्रा में प्राप्त किये गये ऋण पर ब्याज तथा विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में समायोजन आंशिक अथवा पूर्ण रूप से जो विद्युत उत्पादन कंपनी की स्वेच्छानुसार होगा, कर सकेगी।

63.2 जब कभी भी विद्युत उत्पादन कम्पनी उसके द्वारा अनुमोदित समायोजन नीति के अंतर्गत किसी समायोजन संबंधी क्रिया को निष्पादित करता हो तो विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा संबद्ध हितग्राहियों को तीस दिवस के भीतर ऐसी व्यवस्थाओं के निष्पादन बाबत अवगत कराया जाएगा।

63.3 प्रत्येक विद्युत उत्पादन कम्पनी मानदण्डीय विदेशी ऋण से तत्संबंधी विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से संरक्षण की लागत की वसूली, सुसंगत वर्ष में, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर उक्त अवधि के दौरान जबकि वह व्यय के रूप में उद्भूत हो, करेगी तथा इस प्रकार विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से तत्संबंधी अतिरिक्त रूपयों के भुगतान के दायित्व को, समायोजित किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

63.4 उक्त सीमा, जहां तक विद्युत उत्पादन कंपनी विदेशी विनिमय अनावृत्ति का समायोजित करने में असमर्थ रहे, अतिरिक्त रूपयों में भुगतान के दायित्व हेतु ब्याज का भुगतान तथा ऋण की अदायगी जो मानदण्डीय विदेशी मुद्रा ऋण के सुसंगत वर्ष से तत्संबंधी हो, को अनुज्ञेय किया जाएगा बशर्ते यह विद्युत उत्पादन कंपनी अथवा उसके सामग्री प्रदायकर्ता अथवा ठेकेदारों के कारण उद्भूत न हो।

64. लागत समायोजन अथवा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली :

64.1 प्रत्येक विद्युत उत्पादन कंपनी समायोजन संबंधी लागत तथा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन को आय या व्यय के रूप में उक्त अवधि के दौरान, जब वह उद्भूत हो, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर वसूल करेगी।

64.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा लागत के समायोजन या विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली हितग्राहियों से प्रत्यक्ष रूप से आयोग को आवेदन प्रस्तुत किये बगैर की जा सकेगी :

परन्तु लागत समायोजन अथवा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन के कारण दावा की गयी राशियों के बारे में हितग्राहियों द्वारा उठाई गई आपत्तियों के निराकरण हेतु विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग के समक्ष अपना आवेदन उसके निर्णयार्थ प्रस्तुत कर सकेगी।

65. आवेदन शुल्क, प्रकाशन व्यय तथा अन्य सांविधिक प्रभार :

65.1 हितग्राही द्वारा निम्न शुल्कों, प्रभारों तथा व्ययों का प्रत्यर्पण प्रत्यक्ष रूप से नीचे दर्शाई गयी विधि अनुसार किया जाएगा :

(एक) आवेदन दायर किये जाने संबंधी शुल्क तथा विद्युत-दर (टैरिफ) के अनुमोदन हेतु आवेदन संबंधी सूचना के प्रकाशन बावत व्ययों की वसूली आयोग के विवेकानुसार, विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा हितग्राहियों से प्रत्यक्ष रूप से की जा सकेगी।

(दो) आयोग किसी शुल्क अथवा व्ययों के प्रत्यर्पण बावत अनुमति जैसा कि उसके द्वारा उचित समझा जाए, प्रभावित पक्षकारों की सुनवाई पश्चात् तथा लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् प्रदान कर सकेगा।

(तीन) आयोग द्वारा अवधारित किये गये राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों तथा पारेषण प्रभारों को व्यय माना जाएगा यदि वे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा भुगतानयोग्य हों।

(चार) क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार, जैसा कि वे केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अवधारित किये गये हों, को भी व्यय माना जाएगा यदि वे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा भुगतानयोग्य हों।

65.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्रों से राज्य सरकार को विद्युत उत्पादन के प्रयोजन से विद्युत शुल्क, उपकर तथा जल प्रभार, यदि भुगतानयोग्य हों तो आयोग द्वारा इन्हें पृथक से अनुज्ञेय इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डीय मापदण्डों पर विचार करते हुए किया जाएगा तथा इन्हें वास्तविक आंकड़ों के आधार पर सत्यापित किया जाएगा :

परन्तु यदि विद्युत शुल्क को सहायक खपत दर पर लागू किया जाता है तो विद्युत शुल्क की ऐसी राशि को विद्युत उत्पादन केन्द्र की मानदण्डीय सहायक खपत पर लागू किया जाएगा (कालोनी की खपत को छोड़कर) तथा इसे प्रत्येक हितग्राही हेतु माह के दौरान उनके अनुसूचित प्रेषण के अनुपात में संविभाजित किया जाएगा।

66. शिथिल करने संबंधी शक्ति :

66.1 आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर शिथिल कर सकेगा।

67. कठिनाईयां दूर करने की शक्ति :

67.1 यदि इन विनियमों के उपबन्धों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम अथवा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबंधों से अन्वसंगत ऐसे उपबंध कर सकेगा जो इन विनियमों के उद्देश्यों को कार्यान्वित करने में आने वाली कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

68. निरसन तथा व्यावृत्ति :

68.1 विनियम अर्थात् "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2015 {आरजी-26 (III), वर्ष 2015}" जो राजपत्र की अधिसूचना दिनांक 01.01.2016 द्वारा संशोधनों के साथ सहपठित है, जैसा कि वह इस विनियम की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद् द्वारा निरस्त किया जाता है।

68.2 इन विनियमों की कोई भी बात आयोग को ऐसे किसी आदेश को पारित करने हेतु अर्न्तनिहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग रोकने के उद्देश्य से आवश्यक हो।

68.3 इन विनियमों में की गई कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता के मामलों में व्यवहार करने के लिए एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेंगी, जो यद्यपि इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों के परिप्रेक्ष्य में और इसके कारणों को अभिलेखित करते हुए, आवश्यक या समीचीन समझता हो।

68.4 इन विनियमों में की गई कोई भी बात स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अधीन किसी ऐसे मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेंगी, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित न की गई हो और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी कार्यवाही कर सकेगा और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या ऐसे कृत्यों का पालन कर सकेगा जिन्हें आयोग उचित समझे।

टीप : इस मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2020" के हिन्दी रूपांतरण की व्याख्या या विवेचन या समझने की स्थिति

में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के संबंधित प्रावधानों में दी गई विवेचना के अनुसार ही उसका तात्पर्य माना जावेगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार के विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्य होगा ।

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग के आदेशानुसार

शैलेन्द्र सक्सेना,
सचिव

परिशिष्ट-1

अवमूल्यन अनुसूची

सरल क्रमांक	परिसम्पत्ति का विवरण	अवमूल्यन दर (उपादेय मूल्य = 10%)
		नियत किस्त पद्धति द्वारा
ए	संपूर्ण स्वामित्व के अन्तर्गत भूमि	0.00%
बी	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(क)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(ख)	स्थल की सफाई हेतु लागत के लिये	3.34%
(ग)	जल-विद्युत परियोजना के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
सी	नवीन क्रय की गई परिसम्पत्तियां	
(क)	उत्पादन विद्युत केन्द्रों पर संयंत्र तथा मशीनरी	
(i)	जल-विद्युत	5.28%
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी तथा वेस्ट हीट रिकवरी वाष्पयंत्र	5.28%
(iii)	डीजल, विद्युत तथा गैस संयंत्र	5.28%
(ख)	कूलिंग टावर तथा परिचालित जल प्रणालियां	5.28%
(ग)	द्रव चालित कार्य जो निम्न द्रवप्रणालियों के भाग हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे, वीयर, नहरें, लौहयुक्त, कांक्रीट फ्ल्यूम्स तथा सायफन	5.28%
(ii)	लौहयुक्त कांक्रीट पाईप लाईनों तथा सर्ज टैंक, इस्पात पाईपलाइन, स्लूसगेट, इस्पात सर्ज टैंक, द्रवचालित नियंत्रण वाल्व तथा द्रवचालित कार्य	5.28%
(घ)	भवन निर्माण तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय तथा शोरूम	3.34%
(ii)	ताप-ऊर्जा-विद्युत उत्पादक संयंत्र युक्त	3.34%
(iii)	जल-विद्युत उत्पादक संयंत्र से युक्त	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण कार्य जैसे काष्ठ संरचनाएं	100%
(v)	कच्ची सड़कों के अतिरिक्त अन्य सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(ङ)	ट्रांसफार्मर गुमटियां, उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई यंत्र	
(i)	ट्रांसफार्मर, नींव सम्मिलित कर जिनकी क्षमता 100 केवीए या इससे अधिक हो	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(f)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	5.28%
(g)	तड़ित चालक	
(i)	विद्युत केन्द्र (स्टेशन) प्रकार	5.28%
(ii)	पोल प्रकार	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनास कन्डेन्सर	5.28%
(ज)	बैटरियां	5.28%
(i)	भूमिगत केबल, संयुक्त बाक्स तथा विच्छेदित बाक्स सम्मिलित कर	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
(झ)	शिरोपरि तन्तुपथ, केबल टेकों को सम्मिलित कर	

(i)	फेब्रिकेटेड स्टील पर तन्तुपथ, जो 66 केवी से अधिक की टर्मिनल वोल्टेज पर परिचालित हैं	5.28%
(ii)	इस्पात टेकों पर तन्तुपथ जो 132 केवी से अधिक तथा 66 केवी से कम वोल्टेज पर परिचालित है	5.28%
(iii)	इस्पात अथवा लौहयुक्त कांक्रीट टेकों पर तन्तुपथ	5.28%
(iv)	उपचारित काष्ठ टेका पर तन्तुपथ	5.28%
(ज)	मापयंत्र (मीटर)	5.28%
(त)	स्वचालित वाहन	9.50%
(थ)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्थिर	5.28%
(ii)	वहनीय	9.50%
(द) (i)	कार्यालयीन फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(ii)	कार्यालयीन उपकरण	6.33%
(iii)	आन्तरिक वायरिंग, फिटिंग्स तथा उपकरण को सम्मिलित करते हुए	6.33%
(iv)	पथ-प्रकाश के जुड़नार (फिटिंग्स)	5.28%
(घ)	भाड़े पर प्रदाय किये गये उपस्कर	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
(न)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति संवाहक प्रणाली	6.33%
(ii)	दूरभाष लाइनें तथा दूरभाष	6.33%
(iii)	फायबर ऑप्टिक	6.33%
(प)	संसूचना प्रौद्योगिकी उपकरण, सॉफ्टवेयर को सम्मिलित करते हुए	15.00%
(फ)	ऐसी समस्त परिसंपत्तियां जो उपरोक्त के अंतर्गत सम्मिलित नहीं की गई हैं	5.28%

टीप : जहां किसी विशिष्ट सम्पत्ति का जीवनकाल परियोजना के उपयोगी जीवनकाल से कम अवधि का हो वहां ऐसी विशिष्ट परिसम्पत्ति का जीवनकाल कम्पनी अधिनियम, 2013 तथा तत्संबंधी जारी अनुवर्ती संशोधनों के प्रावधानों के अनुसार होंगे।

Bhopal, the 20th February, 2020

No. 300/MPERC/2020. In exercise of powers conferred by section 181(2)(zd) read with section 61 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission, hereby, makes the following Regulations, namely:-

MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (TERMS AND CONDITIONS FOR DETERMINATION OF GENERATION TARIFF) REGULATIONS, 2020 {RG-26 (IV) OF 2020}

PREAMBLE

The Commission notified revision {RG-26(III) of 2015} of these Regulations from FY 2016-17 to FY 2018-19. Now the Commission decides to specify the principles and methodologies for a control period of five years in line with the control period notified by the Central Electricity Regulatory Commission. Therefore, in order to specify the terms and conditions for determination of Generation tariff for the next control period of five years from FY 2019-20 to FY 2023-24, it is necessary to make these Regulations.

CHAPTER - 1

PRELIMINARY

1. Short title, extent and commencement:

- 1.1 These Regulations may be called the "**Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2020 {RG-26 (IV) of 2020}**:-"
- 1.2 These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.
- 1.3 These Regulations shall come into force with effect from 01.04.2019, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years i.e., upto 31.03.2024:

Provided that where a generating station or unit thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these Regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till

that date, tariff in respect of such generating station or unit thereof upto the period ending 31.3.2019 shall be determined in accordance with the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2015 as amended from time to time.

2. Scope and extent of application.

- 2.1** These Regulations shall apply in all cases of determination of generation tariff for a generating station or a unit thereof (other than generating stations based on renewable sources of energy) under Section 62 of the Electricity Act, 2003 read with Section 86 of the Act for supply of electricity to a Distribution Licensee, but shall not apply for generating stations whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act, 2003:

Provided that any generating station for which agreement(s) have been executed for supply of electricity to the beneficiaries on or before 05.01.2011 and the financial closure for the said generating station has not been achieved by 31.03.2019, such projects shall not be eligible for determination of tariff unless fresh consent of the beneficiaries is obtained and furnished.

3. Definitions:

- 3.1** In these Regulations, unless the context otherwise requires-

- (1)** 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
- (2)** 'Additional Capital expenditure' means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the generating company in accordance with the provisions of these Regulations;
- (3)** 'Additional Capitalisation' means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudent check, in accordance with these Regulations;
- (4)** 'Admitted Capital cost' means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff Regulations;

- (5) **'Auxiliary Energy Consumption' or 'AUX'** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and the transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station:

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station:

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance of revised emission standards, sewage treatment plant and external coal handling plant (jetty and associated infrastructure) shall be considered separately;

- (6) **'Auditor'** means an auditor appointed by a generating company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956)], as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other law for the time being in force;
- (7) **'Bank Rate'** means the one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time plus 350 basis points;
- (8) **'Beneficiary'** in relation to a generating station covered under clause (a) or (b) of sub-section (1) of Section 86 of the Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such generating station by entering into a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of capacity charges and energy charges:

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement shall be secured by the trading licensee through back to back power purchase agreement and power sale agreement:

Provided further that beneficiary shall also include any person who has been

allocated capacity in any intra-State generating station by the Government of Madhya Pradesh;

- (9) **'Blending'** means combination of domestic coal with imported coal or e-auction coal;
- (10) **'Capital Cost'** means the capital cost as determined in accordance with Regulation 21 of these Regulations;
- (11) **'Change In Law'** means occurrence of any of the following events:
- (i) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law, or
 - (ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law, or
 - (iii) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application, or
 - (iv) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project, or
 - (v) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station regulated under these Regulations;
- (12) **'Commission'** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 82 of the Act;
- (13) **'Competitive Bidding'** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;
- (14) **'Cut-off Date'** means the last date of the calendar month after thirty-six months from the date of commercial operation of the project;

- (15) **'Day'** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours.
- (16) **'Declared Capacity' or 'DC'** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day as defined in Grid Code or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant Regulation;
- (17) **'De-capitalisation'** for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;
- (18) **'De-Commissioning'** means removal from service of a generating station or a unit thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;
- (19) **'Design Energy'** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;
- (20) **'Existing Project'** means a project which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2019;
- (21) **'Expansion project'** shall include any addition of new capacity to the existing generating station;
- (22) **'Expenditure Incurred'** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (23) **'Extended Life'** means the life of a generating station or unit thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;
- (24) **'Force Majeure'** for the purpose of these Regulations means the event or

circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the generating company to complete the project within the time specified in the Investment Approval, and only if such events or circumstances are not within the control of the generating company and could not have been avoided, had the generating company taken reasonable care or complied with prudent utility practices:

- (a) Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years, or
- (b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action, or
- (c) Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India, or
- (d) Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer;

(25) **'Fuel Supply Agreement'** means a long-term agreement executed between the generating company and the fuel supplier for the fuel specified under long term PPA for generation and supply of electricity to the beneficiaries;

(26) **'Generating Station'** shall have the same meaning as defined under sub-Section 30 of Section 2 of the Electricity Act and for the purpose of these Regulations shall also include stages or blocks or units of a generating station;

(27) **'Generating Unit'** in relation to a thermal generating station (other than combined cycle thermal generating station) means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries or combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(28) **'Grid Code'** means the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (Revision-II), 2019 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;

(29) **'Gross Calorific Value' or 'GCV'** in relation to a thermal generating station means

the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of coal or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

- (30) **'GCV as received'** means the GCV of coal as measured at the unloading point of the thermal generating station through collection, preparation and testing of samples from the loaded wagons, trucks, ropeways, Merry-Go-Round (MGR), belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964:

Provided that the measurement of coal shall be carried out through sampling by third party to be appointed by the generating companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government:

Provided further that samples of coal shall be collected either manually or through hydraulic augur or through any other method considered suitable keeping in view the safety of personnel and equipment:

Provided also that the generating companies may adopt any advance technology for collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

- (31) **'Gross Station Heat Rate' or 'SHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (32) **'Indian Governmental Instrumentality'** means the Government of India, Government of State (where the project is located) and any ministry or department or board or agency controlled by Government of India or Government of State where the project is located, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;
- (33) **'Infirm Power'** means electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit or block of the generating station;
- (34) **'Installed Capacity' or 'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals, as may be approved by the Commission from time to time;

- (35) **'Investment Approval'** means approval by the Board of the generating company or any other competent authority conveying administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project:

Provided that the date of Investment Approval shall reckon from the date of the resolution of the Board of the generating company where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases;

- (36) **'Kilowatt-Hour' or 'kWh'** means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;
- (37) **'Landed Fuel Cost'** means the total cost of coal delivered at the unloading point of the generating station and shall include the base price, washery charges wherever applicable, transportation cost (overseas or inland or both) and handling cost, charges for third party sampling and applicable statutory charges;
- (38) **'Maximum Continuous Rating' or 'MCR'** in relation to a generating unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;
- (39) **'New Project'** means the generating station or unit thereof achieving its commercial operation on or after 1.4.2019;
- (40) **'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M expenses'** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project including dedicated transmission line, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs and maintenance, maintenance spares, consumables, insurance and overheads and fuel other than used for generation of electricity;
- (41) **'Original Project Cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted

by the Commission;

- (42) **‘Plant Availability Factor’ or ‘(PAF)’** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the normative auxiliary energy consumption;
- (43) **‘Plant Load Factor’ or ‘(PLF)’** in relation to thermal generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N SGi / \{N \times IC \times (100 - AUX_n)\} \%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SGi = Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Aux. Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

- (44) **‘Project’** means:

- (i) In case of thermal generating station, all components of the thermal generating station and includes pollution control system, effluent treatment plant, dedicated transmission line/system, as may be required, and
- (ii) In case of a hydro generating station, all components of hydro generating station and includes dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

- (45) **‘Prudence Check’** means scrutiny of reasonableness of capital expenditure incurred or proposed to be incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the

Commission shall look into whether the generating company has been careful in its judgments and decisions for executing the project and has been careful and vigilant in executing the project;

- (46) **‘Pumped storage hydro generating station’** means a hydro station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;
- (47) **‘Quarter’** means the period of three months commencing on the first day of April, July, October and January of each financial year in case of existing project, and in case of a new project, in respect of the first quarter, from the date of commercial operation to the last day of June, September, December. or March, as the case may be;
- (48) **‘Revised Emission Standards’** in respect of the thermal generating station means the revised norms notified as per Environment (Protection) Amendment Rules, 2015 or any other rules as may be notified from time to time;
- (49) **‘Run-of-River generating station’** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;
- (50) **‘Run-of-River generating station with pondage’** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;
- (51) **‘Scheduled Commercial Operation Date’ or ‘SCOD’** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement, whichever is earlier;
- (52) **‘Scheduled Energy’** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;
- (53) **‘Scheduled Generation’ or ‘SG’** at any time or for any period or time block means schedule of ex-bus generation in MW or MWh, given by the concerned Load Despatch Centre;
- (54) **‘Start Date or Zero Date’** means the date indicated in the Investment Approval for

commencement of implementation of the project and where no such date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

(55) **'Storage type generating station'** means a hydro generating station associated with storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(56) **'Thermal Generating Station'** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fuels such as coal, gas, liquid fuel or combination of these as its primary source of energy;

(57) **'Trial Run' or 'Trial Operation'** Trial Run or Trial Operation in relation to a thermal Generating Station or a unit thereof shall mean successful running of the generating station or unit thereof on designated fuel at Maximum Continuous Rating or Installed Capacity or Name Plate Rating for a continuous period of 72 hours and in case of a hydro Generating Station or inter-state Generating Station or a unit thereof for a continuous period of 12 hours:

Provided that:

- (i) The short interruptions, for a cumulative duration of 4 hours, shall be permissible, with corresponding increase in the duration of the test. Cumulative Interruptions of more than 4 hours shall call for repeat of trial operation or trial run,
- (ii) The partial loading may be allowed with the condition that average load during the duration of the trial run shall not be less than Maximum Continuous Rating, or the Installed Capacity or the Name Plate Rating excluding period of interruption and partial loading but including the corresponding extended period,
- (iii) Where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run or each repeat of trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the beneficiaries and concerned RLDC or SLDC, as the case may be, and
- (iv) Units of thermal and hydro Central Generating Stations and inter-State Generating Stations shall also demonstrate capability to raise load upto 105% or 110% of this Maximum Continuous Rating or Installed Capacity or the Name Plate Rating, as the case may be;

(58) **‘Unloading point’** means the point within the premises of the coal based thermal generating station where the coal is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport;

(59) **‘Useful life’** in relation to a unit of a generating station from the date of commercial operation shall mean the following, namely:

1	Coal based thermal generating station	25-years
2	Hydro generating station including pumped Storage hydro generating stations	40-years

Provided that the extension of life of the projects beyond the completion of their useful life shall be decided by the Commission on the case to case basis; and

(60) **‘Year’** means a financial year from 1st April to 31st March in case of an existing project, and from date of commercial operation to 31st March in case of a new project.

3.2 The words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or any other Regulations of the Commission shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulations of the Commission.

CHAPTER- 2

DATE OF COMMERCIAL OPERATION

4. 'Date of Commercial Operation' or 'COD':

4.1 The date of commercial operation of a generating station or unit thereof shall be determined as under:

- (1) Date of commercial operation in case of a generating unit or block of the generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating the unit capacity corresponding to its maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) or Name Plate Rating on designated fuel through a successful trial run after getting clearance from the respective RLDC or SLDC, as the case may be, and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last generating unit or block of the generating station:

Provided that:

- (i) Where the beneficiaries/buyers have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run or each repeat of trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the beneficiaries/buyers and concerned RLDC or SLDC, as the case may be;
- (ii) Where the beneficiaries/ buyers have not been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run or each repeat of trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the concerned RLDC or SLDC, as the case may be;
- (iii) The generating company shall certify that:
 - (a) The generating station meets the relevant requirements and provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010 and Indian Electricity Grid Code, as applicable;
 - (b) The main plant equipment and auxiliary systems including Balance of Plant, such as Fuel Oil System, Coal Handling Plant, DM Plant, Pre-Treatment Plant, Fire-Fighting System, Ash Disposal System and any

other site specific system have been commissioned and are capable of full load operation of the units of the generating station on sustained basis; and

- (c) Permanent electric supply system including emergency supplies and all necessary instrumentation, control and protection systems and auto loops for full load operation of unit have been put in service;
- (iv) The certificates as required under clause (iii) above shall be signed by the CMD/ CEO/ MD of the generating company and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary of the concerned Regional Power Committee and the concerned RLDC/ SLDC before declaration of COD. The generating company shall submit approval of Board of Directors to the certificates as required under clause (iii) within a period of 3 months of the COD;
- (v) Trial run shall be carried out in accordance with Regulation 3.1(57) of these Regulations;
- (vi) Partial loading may be allowed with the condition that average load during the duration of the trial run shall not be less than Maximum Continuous Rating or the Installed Capacity or the Name Plate Rating excluding period of interruption and partial loading but including the corresponding extended period;
- (vii) Where on the basis of the trial run, a unit of the generating station fails to demonstrate the unit capacity corresponding to Maximum Continuous Rating or Installed Capacity or Name Plate Rating, the generating company has the option to de-rate the capacity or to go for repeat trial run. Where the generating company decides to de-rate the unit capacity, the demonstrated capacity in such cases shall be more or equal to 105% of de-rated capacity;
- (viii) The concerned RLDC or SLDC, as the case may be, shall convey clearance to the generating company for declaration of COD within 7 days of receiving the generation data based on the trial run;
- (ix) If the concerned RLDC or SLDC, as the case may be, notices any deficiencies in the trial run, it shall be communicated to the generating company within seven days of receiving the generation data based on the trial run; and
- (x) Scheduling of power from the generating station or unit thereof shall

commence from 0000 hrs after declaration of COD.

- (2) Date of commercial operation (COD) in relation to a generating unit of hydro generating station including pumped storage hydro generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to the Installed Capacity of the generating station through a successful trial run, and after getting clearance from the respective RLDC or SLDC, as the case may be, and in relation to the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last generating unit of the generating station:

Provided that:

- (i) Where beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, trial run or each repeat of trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the beneficiaries and concerned RLDC or SLDC, as the case may be;
- (ii) Where the beneficiaries/buyers have not been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to concerned RLDC or SLDC, as the case may be;
- (iii) The generating company shall certify that:
 - (a) The generating station or unit thereof meets the requirement and relevant provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010 and M.P. Electricity Grid Code, as applicable;
 - (b) The main plant equipment and auxiliary systems including Drainage Dewatering system, Primary and Secondary cooling system, LP and HP air compressor, Firefighting system, etc. have been commissioned and are capable for full load operation of units on sustained basis; and
 - (c) Permanent electric supply system including emergency supplies and all necessary Instrumentations Control and Protection Systems and auto loops for full load operation of the unit are put into service;
- (iv) The certificates as required under clause (iii) above shall be signed by the CMD/ CEO/ MD of the generating company and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary of the concerned Regional Power Committee and concerned RLDC or SLDC, as the case may be,

- before declaration of COD. The generating company shall submit approval of Board of Directors to the certificates as required under clause (iii) within a period of 3 months of COD;
- (v) Trial run shall be carried out in accordance with sub-Regulation 3.1(57) of this Regulation;
- (vi) Where on the basis of the trial run, a unit of the generating station fails to demonstrate the unit capacity corresponding to Maximum Continuous Rating or Installed Capacity or Name Plate Rating, the generating company shall have the option to either de-rate the capacity or to go for repeat trial run. If the generating company decides to de-rate the unit capacity, the demonstrated capacity in such cases shall be more or equal to 110% of de-rated capacity;
- (vii) In case a hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate the peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, and it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating station or unit thereof as the case may be, as and when such reservoir/pond level is achieved;
- (viii) If a run-of-river hydro generating station or a unit thereof is declared under commercial operation during lean inflows period when the water inflow is insufficient for such demonstration of peaking capability, it shall be mandatory for such hydro generating station or unit thereof to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient water inflow is available. In case of failure to demonstrate the peaking capacity, the unit capacity shall be de-rated to the capacity demonstrated with effect from the COD;
- (ix) The concerned RLDC or SLDC as the case may be, shall accord clearance to the generating company within seven days of receiving the generation data based on the trial run;
- (x) If the concerned RLDC or SLDC as the case may be, notices any deficiency in trial run, it shall be communicated to the generating company within seven days of receiving the generation data based on trial run; and
- (xi) Scheduling shall commence from 0000 hrs after declaration of COD.

CHAPTER – 3

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

5. Tariff Determination

- 5.1 Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or unit thereof:

Provided that:

- (i) Where all the generating units of a stage of a generating station have been declared under commercial operation prior to 1.4.2019, the generating company shall file consolidated petition in respect of the entire generating station for the purpose of determination of tariff for the period 01.04.2019 to 31.03.2024; and
- (ii) In case of commercial operation of units of generating station on or after 1.4.2019, the generating company shall file a consolidated petition combining all the units of the generating station or file appropriate petition for the generating units which are anticipated to achieve commercial operation within next two months from the date of application.

- 5.2 For the purpose of determination of tariff, the capital cost of a project may be broken up into stages, units, if required:

Provided that where break-up of the capital cost of the project for different stages or units is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the unit.

- 5.3 Where only a part of the generation capacity of a generating station is tied up for supplying power to the beneficiaries through long term power purchase agreement, the units for such part capacity shall be clearly identified and, in such cases, the tariff shall be determined for such identified capacity. Where the unit(s) corresponding to such part capacity cannot be identified, the tariff of the generating station may be determined with reference to the capital cost of the entire project, but tariff so determined shall be applicable corresponding to the part capacity contracted for supply to the beneficiaries.
- 5.4 In case of expansion of existing generating station, the tariff for the expanded capacity, if tied up fully or partially for supplying power to the beneficiaries through a

long term power purchase agreement, shall be determined in accordance with these Regulations:

Provided that the common infrastructure of existing generating station, shall be utilized for the expanded capacity and the benefit of new technology in the expanded capacity shall be extended to the existing capacity.

5.5 Assets installed for implementation of the revised emission standards shall form part of the existing generation project and tariff thereof shall be determined separately on submission of the completion certificate by the Board of the generating company.

5.6 Tariff of generating station using coal washery rejects and developed by Central or State PSUs or Joint Venture between a Government Company and Company other than the Government Company shall be determined in accordance with these Regulations:

Provided that in case of Joint Venture between a Government Company and a Company other than Government Company, the shareholding of the company other than Government Company either directly or through any of its subsidiary company or associate company shall not exceed 26% of the paid up share capital;

Provided further that the energy charge component of the tariff of such generating station or unit thereof shall be determined based on the fixed cost and the variable cost of the coal washery project:

Provided also that the Gross Calorific Value of coal rejects shall be as measured jointly by the generating company and the beneficiaries.

5.7 In case of multi-purpose hydro generation scheme with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for determination of tariff.

6. Application for determination of Tariff:

6.1 The generating company shall make an application for determination of tariff for new generating station or unit thereof alongwith all relevant documents and details to be filled up in the formats as per Annexure I with these Regulations within 60

days of the anticipated date of commercial operation:

Provided that the generating company shall submit Auditor Certificate indicating the capital cost incurred as on the date of commercial operation and shall submit details of the projected additional capital expenditure for respective years of the tariff period 2019-24.

- 6.2** In case of an existing generating station or unit thereof, the application for determination of Multi-year Tariff shall be made by the generating company within a period of 60 days from the date of notification of these Regulations or as directed by the Commission whichever is earlier, based on admitted capital cost including additional capital expenditure already admitted in last true-up order of the Commission and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2019-24 in accordance with the MPERC (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2020:

Provided that the application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

- 6.3** In case of emission control system is required to be installed in existing generating station or unit thereof to meet the revised emission standards, an application/petition shall be filed for determination of tariff (capacity charges or energy charge or both) after installation of such system based on the actual capital expenditure incurred duly certified by the Auditor along with all necessary details and documents.

7. Determination of Tariff:

- 7.1** The generating company shall file petition before the Commission as per formats enclosed with these Regulations containing the details of underlying assumptions for the capital expenditure and additional capital expenditure incurred and projected to be incurred, wherever applicable.
- 7.2** The Commission shall, at all times, have the authority, either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the Tariff, including terms and conditions thereof, of generating company and shall initiate the process of such determination in accordance with the procedure as may be specified:

Provided that the proceedings for such determination of tariff, including terms and conditions thereof, shall be in the same manner as set out in the MPERC Conduct of Business Regulations, as amended from time to time.

7.3 The generating company shall provide details, as part of the application to the Commission, in such formats, in hard and soft copy, as may be required by the Commission. The generating company shall necessarily provide details Unit-wise and Station-wise as envisaged in the formats to enable the Commission to determine the Tariff, as required.

7.4 The generating company shall make an application as per these Regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the tariff period of the generating station.

The generating company is required to furnish all such additional information or particulars or documents as may be considered necessary for the purpose of processing the application:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted in last true-up order and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period FY 2019-20 to FY 2023-24:

Provided further that the application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

7.5 Upon receipt of the complete application accompanied by all requisite information, particulars and documents in compliance with all the requirements, the application shall be deemed to have been received and the Commission or the Secretary or the Officer designated for the purpose by the Commission shall intimate to the generating company that the application is ready for publication, in such abridged form and manner, as may be specified [Refer MPERC (Details to be furnished and fees payable by Licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulation 2004 as amended from time to time].

The generating company shall put all the details of the petition filed before the Commission on its website not later than seven working days of its acceptance by the Commission.

7.6 The generating company shall furnish to the Commission all such books and records (or certified true copies thereof), including the Accounting Statements, operational and cost data, as may be required by the Commission for determination of Tariff.

7.7 The Commission may, if deemed necessary, make available to any person, at any time, such information as has been provided by the generating company to the Commission including abstracts of such books and records (or certified true copies thereof):

Provided that the Commission may, by order, direct that any information, documents and papers/materials maintained by the Commission, shall be confidential or privileged and shall not be available for inspection or supply of certified copies, and the Commission may also direct that such document, papers or materials shall not be used in any manner except as specifically authorised by the Commission.

7.8 If the petition is inadequate in any respect as required under these Regulations, the petition shall be returned to the generating company for resubmission of the same within one month after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.

7.9 If the information furnished in the petition is in accordance with the Regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission shall consider the suggestions and objections, if any, received from the respondents within one month from the date of filing of the petition (or any time period specified by the Commission) and any other person including the consumers or consumer associations. The Commission shall issue the tariff order after hearing the petitioner, the respondents and any other person specifically permitted by the Commission.

7.10 In case of the new projects, if the information furnished in the petition is in accordance with these Regulations and is adequate for carrying out prudence

check of the claims made, the Commission may consider granting interim tariff and/or provisional tariff upto 90% of the annual fixed cost determined by the Commission based on the projected capital expenditure from the scheduled COD after prudence check in accordance with the provisions under these Regulations subject to adjustment as per Regulation 7.13 of these Regulations after the final tariff order is issued:

- 7.11** In case of the existing projects, the generating company shall continue to bill provisionally the beneficiaries at the capacity charges as approved by the Commission and applicable as on 31.03.2019 for the period starting from 01.04.2019 till approval of final capacity charges in accordance with these Regulations:

Provided that the billing for energy charges w.e.f 01.04.2019 shall be as per the operational norms specified in these Regulations:

Provided further that the difference between the tariff above provisional bills raised by the generating company to beneficiary and the tariff determined by the Commission in accordance with these Regulations, shall be recovered or refunded to, the beneficiary with simple interest at the rate equal to the bank rate prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in six equal monthly installments.

- 7.12** The Commission shall grant final tariff in case of existing and new projects after considering the replies received from the Respondents, suggestions and objections, if any, received from general public or any person permitted by the Commission.

- 7.13** The difference between the tariff determined in accordance with clause 7.10 and 7.12 shall be recovered from or refunded to, the beneficiaries with simple interest at the rate equal to the bank rate prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in six equal monthly installments from the date of the tariff order issued by the Commission.

Provided that:

- (i) Where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected additional capital expenditure submitted by the generating company, exceeds the actual capital expenditure incurred on year to year

basis by more than 10%, the generating company shall refund to the beneficiaries the excess tariff recovered corresponding to excess capital cost not incurred, as approved by the Commission alongwith interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1st April of respective year:

- (ii) Where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital expenditure submitted by the generating company, falls short of the actual capital expenditure incurred on year to year basis by more than 10%, the generating company shall be entitled to recover from the beneficiaries the shortfall in tariff corresponding to difference in additional capital expenditure, as approved by the Commission alongwith interest at the bank rate as prevalent on 1st April of respective year.

8. In-principle Approval in Specific circumstances:

- 8.1** The generating company undertaking any additional capitalization on account of change in law events or force majeure conditions may file petition for in-principle approval for incurring such expenditure after prior notice to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, along with underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure if the estimated expenditure exceeds 10% of the admitted capital cost of the project or Rs.100 Crore, whichever is lower.

9. Methodology for Determination of Tariff and Truing up:

- 9.1** The Commission shall define Tariff period for the generating company from time to time. The principles for Tariff determination shall be applicable for the duration of the Tariff period. The principles that guide Tariff determination for the next Tariff period shall be valid for a period from 1st April, 2019 upto 31st March, 2024.
- 9.2** Tariff in respect of a generating company under these Regulations shall be determined Unit-wise or for a group of Units. However, when a new generating Unit is added on or after 1.4.2019, the Commission shall determine separate Tariff for such new Unit(s). The generating company shall submit separate calculations in respect of each generating station giving break- up for Units prior to 1.4.2019 and Units added thereafter.
- 9.3** For the purpose of Tariff, the capital cost of the Project shall be segregated into

stages and by distinct Units forming part of the Project. Where the Stage-wise, Unit-wise break-up of the capital cost of the Project is not available and in case of on-going Projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the capacity of the Units. In relation to Multi-purpose Hydroelectric Projects with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to power component of the Project only shall be considered for determination of Tariff.

Explanation: "Project" includes a generation station.

- 9.4** A generating company shall file a petition at the beginning of the Tariff period. A review shall be undertaken by the Commission to scrutinize and true up the Tariff on the basis of the capital expenditure and additional capital expenditure actually incurred in the Year for which the true up is being requested. The generating company shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for each year of the period from 1.4.2019 to 31.3.2024, duly audited and certified by the auditors.
- 9.5** The Multi Year Tariff filing for existing generating stations in hard and soft copy shall be in the formats prescribed with these Regulations within 60 days of notification of these Regulations.
- 9.6** A Distribution Licensee owning and operating a generating station shall maintain and submit separate accounts of its generation business, licensed business, and other business.
- 9.7** The generating company shall make an application, in hard and soft copy in the same formats specified under these Regulations for carrying out truing up exercise for each year in respect of the generating station or a unit or block thereof by **15th November** each year.
- 9.8** The generating company shall submit for the purpose of truing up, details of actual capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2019 to 31.3.2024, duly audited and certified by the auditor on year to year basis.
- 9.9** Where after the truing up, the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to the

beneficiaries the excess amount so recovered as specified in Regulation 9.11 of these Regulations.

9.10 Where after the truing up, the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these Regulations; the generating company shall recover from the beneficiaries the under-recovered amount as specified in Regulation 9.11 of these Regulations.

9.11 After truing up, if the tariff already recovered exceeds or falls short of the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to or recover from, the beneficiaries, the excess or shortfall amount along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective years of the tariff period in six equal monthly instalments.

10. Submission of Annual Accounts, Reports etc.:

10.1 The generating company shall submit Annual Audited Accounts and such other information in a form as may be specified by the Commission. In addition, the generating company shall be required to comply with the information requirements of various Regulations and Codes notified by the Commission from time to time.

10.2 In the absence of submission of the required information by the generating company, the Commission may initiate Suo-motu proceedings.

11. Periodicity of Tariff determination:

11.1 No Tariff or part of any Tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any financial Year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of these Regulations. The Commission may, after satisfying itself for reasons to be recorded in writing, allow for other revision of Tariff.

11.2 Subject to the other provisions of these Regulations, the expenses allowed to be recovered for any year, shall be subject to adjustments in any tariff to be determined for the subsequent period if the Commission is satisfied that such adjustment for the excess amount or shortfall in the amount actually realized or expenses incurred is necessary and the same is not on account of any reason attributable and within the control of the generating company.

12. Hearings:

- 12.1** The procedure of hearing on the Tariff application shall be as specified in MPERC (Details to be furnished and fees payable by generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations 2004, as amended from time to time.

13. Orders of the Commission:

- 13.1** The Commission, after the petition has been filed, may require the generating company to furnish any further information, particulars, documents, public records etc. as the Commission may consider appropriate to enable the Commission to check and review the petitioner's calculations, assumptions and assertions.
- 13.2** After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders in accordance with the provisions of the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Details to be furnished and fees payable by generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 and their amendments.

14. Charging of Tariff other than approved:

- 14.1** Any generating company found to be charging a Tariff different from the one approved by the Commission from the Beneficiaries shall be deemed to have not complied with the directions of the Commission and shall be liable to be proceeded against under Section 142 of the Act without prejudice to any other liability incurred by the generating company under any other provisions of the Act. In case the amount recovered exceeds the amount allowed by the Commission, the excess amount so recovered shall be refunded to the Beneficiaries who have paid such excess charges, along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective year, besides any other penalty that may be imposed by the Commission.

15. Annual review of the Generating Company:

- 15.1** The generating company shall submit periodic returns as may be specified, containing operational and cost data to enable the Commission to monitor the implementation of its order.
- 15.2** The generating company shall submit to the Commission annual statements of its performance and accounts including latest report of audited accounts.

CHAPTER –4

TARIFF STRUCTURE

16. Components of Tariff:

- 16.1** The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components as specified in Regulation 17 of these Regulations) and energy charge (for recovery of primary and secondary fuel cost as specified in Regulation 18 of these Regulations).
- 16.2** The capacity charges for additional capitalization and energy charges, on account of implementation of revised emission standards in existing generating station or new generating station, as the case may be, shall be determined by the Commission separately.
- 16.3** The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 47 of these Regulations, for recovery of annual fixed cost consisting of the components referred to in Regulation 17 of these Regulations.

17. Capacity Charges:

- 17.1** The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The annual fixed cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:
- (a) Return on equity;
 - (b) Interest on loan capital;
 - (c) Depreciation;
 - (d) Interest on working capital; and
 - (e) Operation and maintenance expenses:

Provided that special allowance in lieu of R&M, where opted in accordance with Regulation 30 of these Regulations shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

18. Energy Charges:

- 18.1** Energy charges shall be derived on the basis of the Landed Fuel Cost (LFC) of a

generating station (excluding hydro) and shall consist of the following cost:

- (a) Landed Fuel Cost of primary fuel;
- (b) Cost of secondary fuel oil consumption; and
- (c) Cost of Lime-stone or any other regent as applicable:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall be adjusted in fuel cost:

Provided further that the energy charges, if any, on account of meeting the revised emission standards in case of a thermal generating station shall be determined separately by the Commission.

19. Landed Fuel Cost for Tariff Determination:

- 19.1** The landed fuel cost of primary fuel and secondary fuel for tariff determination shall be based on actual weighted average cost of primary fuel and secondary fuel of the three preceding months, and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price of primary fuel and secondary fuel for the generating station, before the start of the tariff period for existing stations and immediately preceding three months of COD in case of new generating stations shall be taken into account.

20. Special Provisions for Tariff for Thermal Generating Stations which completed 25 years of operation from the Date of Commercial Operation:

- 20.1** In respect of a thermal generating station that has completed 25 years of operation from the date of commercial operation, the generating company and the beneficiary may agree on an arrangement, including provisions for target availability and incentive, where in addition to the energy charge, capacity charge is determined under these regulations shall also be recovered based on scheduled generation.
- 20.2** The beneficiary shall have the first right of refusal and upon its refusal to enter into an arrangement as above, the generating company shall be free to sell the electricity generated from such station in a manner as it deems fit.

CHAPTER - 5**COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE****21. Capital Cost:**

21.1 The Capital cost of the generating station as determined by the Commission after prudence check in accordance with these Regulations shall form the basis of determination of tariff for existing and new projects.

21.2 The Capital Cost of a new project shall include the following:

- (i) the expenditure incurred up to the date of commercial operation of the project;
- (ii) interest during construction and financing charges, on the loans (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed;
- (iii) any gain or loss on account of foreign exchange risk variation pertaining to the loan amount availed during the construction period.
- (iv) interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with Regulation 23 of these Regulations;
- (v) capitalised Initial spares subject to the ceiling rates specified in accordance with Regulation 25 of these Regulations;
- (vi) expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with these Regulations;
- (vii) adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the date of commercial operation as specified under Regulation 32 of these Regulations;
- (viii) capital expenditure incurred on the ash disposal including handling and transportation facility of thermal generating station;
- (ix) capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal upto the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other

appurtenant cost paid to the Railway;

- (x) capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- (xi) expenditure on account of fulfilment of any conditions for obtaining environment clearance for the project;
- (xii) expenditure on account of change in law and force majeure events; and
- (xiii) capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

21.3 The Capital cost of an existing project shall include the following:

- (i) the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2019 duly trued up by excluding liability, if any, up to last true-up order issued by the Commission;
- (ii) additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with these Regulations;
- (iii) capital expenditure on account of renovation and modernization as admitted by the Commission in accordance with these Regulations;
- (iv) capital expenditure on account of ash disposal including handling and transportation facility;
- (v) capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal upto the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway; and
- (vi) capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

21.4 The capital cost in case of existing/new hydro generating station shall also include:

- (i) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and
- (ii) cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) and Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) project in the affected area.

21.5 The following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new projects:

- (a) The assets forming part of the project, but not in use, as declared in the tariff petition;
- (b) De-capitalised asset after the date of commercial operation on account of replacement or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project:

Provided that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets;

- (c) In case of hydro generating stations, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a transparent process;
- (d) the proportionate cost of land of the existing project which is being used for generating power from generating station based on renewable energy; and
- (e) any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment shall be excluded from the Capital Cost for the purpose of computation of interest on loan, return on equity and depreciation.

22. Prudence Check of Capital Cost:

22.1 The following principles shall be adopted for prudence check of capital cost of the existing or new projects:

- (i) In case of the thermal generating station, prudence check of capital cost shall include scrutiny of the capital expenditure, in the light of capital cost of similar projects based on past historical data, wherever available, reasonableness of financing plan, interest during construction, incidental

expenditure during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, procurement of equipment and materials through competitive bidding and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided that, while carrying out the prudence check, the Commission shall also examine whether the generating company has been careful in its judgments and decisions in execution of the project.

- (ii) The Commission may, for the purpose of vetting of capital cost of hydro-generating stations, appoint an independent agency or an expert body:

Provided that the Designated Independent Agency already appointed under the guidelines issued by the Commission shall continue till completion of the assigned project.

- 22.2** The generating company shall furnish the package-wise capital cost for execution of the existing and new projects as per formats enclosed with these Regulations, along with tariff petition for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components:

Provided that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for prudence check.

23. Interest during construction (IDC), Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

- 23.1** Interest during construction (IDC) shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds upto SCOD.

- 23.2** Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date, taking into account pre-operative expenses upto SCOD:

Provided that any revenue earned during construction period up to SCOD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts shall be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

23.3 In case of additional costs on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, the generating company shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds in case of IDC and details of incidental expenditure (IEDC) during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay.

23.4 If the delay in achieving COD is not found attributable to the generating company, IDC and IEDC beyond SCOD may be allowed after due prudence check and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be adjusted in the capital cost of the generating station.

23.5 If the delay is attributable either in entirety or in part to the generating company or its contractor or supplier or agency, in such cases, IDC and IEDC beyond SCOD may be disallowed after due prudence check either in entirety or on pro-rata basis corresponding to the period of delay not condoned and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be retained by the generating company.

24. Controllable and Uncontrollable factors:

24.1 The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors for deciding time over-run, cost escalation, IDC and IEDC of the Project :

24.2 The "controllable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- (a) Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or change in law or force majeure events; and
- (b) Delay in execution of the project on account of contractor, supplier or agency of the generating company.

24.3 The "uncontrollable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- (i) Force Majeure events;

- (ii) Change in law; and
- (iii) Time and cost over-runs on account of land acquisition except where the delay is attributable to the generating company.

25. Initial Spares:

25.1 Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, subject to following ceiling norms:

- | | | |
|---|---|------|
| (a) Coal-based thermal generating stations | - | 4.0% |
| (b) Hydro generating stations including pumped storage hydro generating station | - | 4.0% |

Provided that the Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Civil Works. The generating company for the purpose of estimating Plant and Machinery Cost, shall submit the break-up of head-wise IDC and IEDC in its tariff application.

CHAPTER – 6

COMPUTATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE

26. Additional Capitalisation within the original scope and upto cut-off date:

26.1 The additional capital expenditure in respect of the new project or an existing project incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 25 of these Regulations;
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the directions or order of the any statutory authority or the order or decree of a court of law;
- (v) Change in law or compliance of any existing law; and
- (vi) Force Majeure events:

Provided that in case of any replacement of the assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization.

26.2 The generating company shall submit the details of works asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution along with the application for determination of tariff.

27. Additional Capitalization within the original scope and after the cut-off date:

27.1 The additional capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (ii) Change in law or compliance of any existing law:

- (iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system including ash transportation facility in the original scope of work;
- (iv) Liability for works executed prior to the cut-off date;
- (v) Force majeure events;
- (vi) Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payment; and
- (vii) Additional capitalization on account of raising of ash dyke as a part of ash disposal system.

27.2 In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission, after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:

- (a) The useful life of the assets is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these Regulations;
- (b) The replacement of the asset or equipment if necessary, on account of change in law or Force Majeure conditions;
- (c) The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; and
- (d) The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission.

28. Additional Capitalization beyond the original scope:

28.1 The capital expenditure in respect of existing generating station incurred or projected to be incurred on the following counts beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or directions of the any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Force Majeure Events;
- (d) Any capital expenditure to be incurred on account of need for higher security

and safety of the plant as advised or directed by appropriate Government Agencies or statutory authorities responsible for national security/ internal security;

- (e) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in addition to the original scope of work, on case to case basis:

Provided that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same expenditure cannot be claimed under this Regulation; and

- (f) Usage of water from sewage treatment plant in thermal generating station.

28.2 In case of de-capitalisation of assets of a generating company, the original cost of such asset as on the date of de- capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

29. Additional Capitalization on account of Renovation and Modernisation:

29.1 The generating company, intending to undertake renovation and modernization (R&M) of the generating station or unit thereof for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff, shall file a petition before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company:

Provided that the generating company making the applications for R&M will not be eligible for Special allowance under Regulation 30 of these Regulations:

Provided further that, the generating company intending to undertake R&M shall be required to obtain the consent of the beneficiaries for such R&M and submit

the same along with the petition.

29.2 Where the generating company makes an application for approval of its proposal for renovation and modernization, the approval may be granted after due consideration of reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, consent of the beneficiaries, if obtained, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

29.3 After completion of R&M, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the admitted project cost, shall form the basis for determination of tariff.

30. Special allowance for Coal-based Thermal Generating station:

30.1 In case of coal-based thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M may opt to avail a "special allowance" in accordance with the norms specified in this Regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses including renovation and modernisation beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, and in such an event, upward revision of the capital cost shall not be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided that such option shall not be available for a generating station or unit thereof for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms:

Provided further that special allowance shall also be available for a generating station which has availed the special allowance during the tariff period 2013-14 to 2015-16 or 2016-17 to 2018-19 as applicable from the date of

completion of the useful life.

30.2 The special allowance admissible to the generating station shall be @ Rs. 9.5 lakh/MW/year for the tariff period 2019-24.

30.3 In the event of granting special allowance by the Commission, the expenditure incurred or utilized from special allowance shall be maintained separately by the generating station and details of same shall be made available to the Commission as and when directed to furnish details of such expenditure.

30.4 The special allowance allowed under this Regulation shall be transferred to a separate fund for utilization towards Renovation & Maintenance activities, for which detailed methodology shall be issued separately.

31. Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards:

31.1 A generating company requiring to incur additional capital expenditure in the existing generating station for compliance of the revised emission standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition before Commission for undertaking such additional capitalization.

31.2 The proposal under clause above shall contain details of proposed technology as specified by the Central Electricity Authority, scope of the work, phasing of expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed computation of indicative impact on tariff to the beneficiaries, and any other information considered to be relevant by the generating company.

31.3 Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

31.4 After completion of the implementation of revised emission standards, the

generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of determination of tariff.

32. Sale of Infirm Power:

- 32.1** Supply of infirm power shall be accounted as deviation and shall be paid for from the regional/ state deviation settlement fund accounts in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

33. Debt-Equity Ratio:

- 33.1** For new projects, the debt-equity ratio of 70:30 as on date of commercial operation shall be considered. If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that:

- (a) where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff;
- (b) the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment; and
- (c) any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt : equity ratio:

Explanation: The premium, if any, raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station.

- 33.2** The generating company shall submit the resolution of the Board of the company regarding infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station.
- 33.3** In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2019, debt- equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2019 shall be considered:

Provided that in case of a generating station which has completed its useful life as on or after 01.04.2019, if the equity actually deployed as on 01.04.2019 is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff determination.

- 33.4** In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2019, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2019, the Commission shall approve the debt : equity in accordance with Regulation 33.1 of these Regulations.
- 33.5** Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2019 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and Renovation and Modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in Regulation 33.1 of these Regulations.

CHAPTER – 7**COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST****34. Return on Equity:**

34.1 Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation.33 of these Regulations.

34.2 Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating stations and hydro generating stations and at the base rate of 16.50% for the pumped storage hydro generating stations and run-of river generating stations with pondage:

Provided that:

- (i) in case of a new project, the rate of return of a new project shall be reduced by 1.00% for such period as may be decided by the Commission, if the generating station is found to be declared under commercial operation without commissioning of any of the Restricted Governor Mode Operation (RGMO)/ Free Governor Mode Operation (FGMO):
- (ii) in case of existing generating station any of the above requirements are found lacking based on the report submitted by the respective SLDC/RLDC, RoE shall be reduced by 1% for the period for which the deficiency continues;
- (iii) in case of a thermal generating station, with effect from 1.04.2020:
 - (a) rate of return on equity shall be reduced by 0.25% in case of failure to achieve the ramp rate of 1% per minute:
 - (b) an additional rate of return on equity of 0.25% shall be allowed for every incremental ramp rate of 1% per minute achieved over and above the ramp rate of 1% per minute, subject to ceiling of additional rate of return on equity of 1.00%:

Provided that the detailed guidelines in this regard shall be issued by National Load Despatch Centre.

35. Tax on Return on Equity:

35.1 The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 34 shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. For this purpose, the effective tax rate shall be considered on the basis of actual tax paid in the respective financial year in line with the provisions of the relevant Finance Acts by the concerned generating company. The actual income tax on other income stream including deferred tax liability (i.e., income from non-generation business) shall be excluded for the calculation of "effective tax rate".

35.2 Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

$$\text{Rate of pre-tax return on equity} = \text{Base rate} / (1-t)$$

Where "t" is the effective tax rate in accordance with Regulation 35.1 of these Regulations and shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the company on pro-rata basis by excluding the income of non-generation business and the corresponding tax thereon. In case of generating company paying Minimum Alternate Tax (MAT), "t" shall be considered as MAT rate including surcharge and cess.

Illustration.-

- (a) In case of the generating company paying Minimum Alternate Tax (MAT) @ 21.55 % including surcharge and cess:
- (b) Rate of return on equity = $15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758\%$
- (c) In case of generating company paying normal corporate tax -including surcharge and cess:
 - (i) Estimated Gross Income from generation business for FY2019-20 is Rs 1000 crore,
 - (ii) Estimated Advance Tax for the year on above is Rs 240 crore,
 - (iii) Effective Tax Rate for the year 2019-20 = Rs 240 Crore /Rs 1000 Crore =24%,
 - (iv) Rate of return on equity = $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395\%$.

35.3 The generating company shall true-up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year based on actual tax paid together with any additional tax demand including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2019-20 to 2023-24 on actual gross income of any financial year. However, penalty, if any, arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be claimed by the generating company. Any under-recovery or over-recovery of grossed up rate on return on equity after truing up, shall be allowed to be recovered or refunded to beneficiaries on year to year basis.

36. Interest on Loan Capital:

36.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 33 of these Regulations shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

36.2 The normative loan outstanding as on 1.4.2019 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2019 from the gross normative loan. The repayment for each of the year of the tariff period 2019-24 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year/period. In case of de-capitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro rata basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered upto the date of de-capitalisation of such asset.

36.3 Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the depreciation allowed for the year or part of the year.

36.4 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio after providing appropriate accounting adjustment for interest capitalized:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be

considered:

Provided further that if the generating station does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered.

- 36.5** The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

37. Depreciation:

- 37.1** Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof. In case of the tariff of all the units of a generating station for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station taking into consideration the depreciation of individual units:

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station for which single tariff needs to be determined.

- 37.2** The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple units of a generating station, weighted average life for the generating station shall be applied.
- 37.3** The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that in case of hydro generating station, the salvage value shall be as provided in the agreement, if any, signed by the developers with the State Government for development of the generating station:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or generating unit shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life or the extended life:

Provided also that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable.

37.4 Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

37.5 Depreciation shall be calculated annually based on 'Straight Line Method' and at rates specified in **Appendix-I** to these Regulations for the assets of the generating station.

37.6 Depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the Year, depreciation shall be charged on pro rata basis:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the station shall be spread over the balance useful life of the assets.

37.7 In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2019 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2019 from the gross depreciable value of the assets.

37.8 The generating company shall submit the details of proposed capital expenditure five years before the completion of useful life of the project along with justification and proposed life extension. The Commission based on prudence check of such submissions shall approve the depreciation on capital expenditure during the final end of the project.

37.9 In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or unit thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the

depreciation recovered in tariff by the de-capitalized asset during its useful services.

38. Interest on Working Capital :

38.1 The working capital shall cover:

A. Coal-based thermal generating stations

- (i) Cost of coal towards stock, if applicable, for 15 days for pit-head generating stations and 30 days for non-pit-head generating stations for generation corresponding to the normative annual plant availability factor or the maximum coal stock storage capacity whichever is lower;
- (ii) Advance payment for 30 days towards cost of coal for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (iii) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
- (iv) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 39 and 40 of these Regulations;
- (v) Receivables equivalent to 45 days of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; and
- (vi) Operation and maintenance expenses for one month.

B. Hydro generating station, (including pumped storage hydro generating stations) the working capital shall include:

- (i) Receivables equivalent to 45 days of Annual fixed cost;
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 39 and 41 of these Regulations; and
- (iii) Operation and maintenance expenses for one month.

38.2 The cost of fuel shall be based on the landed fuel cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating station and gross calorific value of the fuel as per actual weightage average for the three months preceding the first month for which tariff is to be determined and no fuel price escalation shall be provided during the tariff period:

Provided that in case of new generating station, the cost of fuel for the first financial year shall be considered based on landed fuel cost (taking into account normative transit and handing losses) and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for three months, as used for infirm power, preceding date of commercial operation for which tariff is to be determined.

- 38.3** Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as the bank rate as on 1.4.2019 or as on 1st April of the year during the tariff period 2019-20 to 2023-24 in which the generating station or a unit thereof, is declared under commercial operation, whichever is later:

Provided that in case of truing-up, the rate of interest on working capital shall be considered at bank rate as on 1st April of each of the financial year during the tariff period 2019-24.

- 38.4** Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company has not taken loan for working capital from any outside agency.

39. Operation and Maintenance Expenses:

- 39.1** Operation and Maintenance Expenses for thermal and hydro power stations for the Tariff period shall be determined based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations. The normative operation and maintenance expenses for the thermal generating stations are specified separately for the thermal power stations declared under commercial operation on or before 31.03.2012 and the power stations declared under commercial operation on or after 01.04.2012.

- 39.2** The cost components for employee expenses, repair & maintenance expenses and administrative and general expenses are considered as per Regulations 40.1 and 41.2 of these Regulations. The figures of Operation and Maintenance expenses including employee expenses, repair and maintenance expenses, and administrative and general expenses in FY 2018-19 provided in MPERC (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2015 for the

power stations declared under commercial operation prior to 01.04.2012 shall be escalated at the escalation rate of 3.51 % to arrive at the figures for FY 2019-20.

- 39.3** Thereafter, the O&M expenses for the subsequent years of control period shall be determined by escalating the aforesaid O&M norms of FY 2019-20 with the escalation factor @ 3.51 % as considered by the Central Commission in its tariff Regulations, 2019 for the respective financial years to arrive at permissible O&M expenses for each year of the control period.

Provided that in case, the generating stations which have been declared under commercial operation on or after 01.04.2012, the O&M expenses shall be as specified in Regulation 40.2 of these Regulations.

- 39.4** In respect of M.P. Power Generating Company Ltd., the employee expenses considered in the above Operation and Maintenance expenses are excluding the pension and other terminal benefits. The funding of pension and other terminal benefit in respect of personnel including existing pensioners of the Board and the pensioner's of M.P. Power Generating Company Ltd. shall be allowed in accordance with MPERC (Terms and Conditions for allowing pension and terminal benefits liabilities of personnel of the board and successor entities) Regulation's, 2012 (G-38 of 2012) and its amendment, if any.

- 39.5** Increase in O&M charges on account of war, insurgency or changes in laws, or like eventualities where the Commission is of the opinion that an increase in O&M charges is justified, may be considered by the Commission for a specified period.

- 39.6** Any saving achieved by a generating company in any Year shall be allowed to be retained by it. The generating company shall bear the loss if it exceeds the targeted O&M expenses for that Year.

40. Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:

- 40.1 Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations achieved COD prior to 01.04.2012:**

The Operation and Maintenance expenses admissible to the thermal power stations declared under commercial operation prior to 01.04.2012 comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms for O&M exclude Pension and Terminal Benefits, EL encashment, and arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC, EL encashment and any arrears paid to employees separately as actual. If the O&M expenses as per norms provided in these Regulations are more than the actual total O&M expenses including arrears if any, as per audited accounts of generating company, the O&M expenses to the extent of normative O&M expenses shall be allowed. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 39.4 of these Regulations.

O&M Norms for Thermal Generating Units achieved COD prior to 01.04.2012:

Rs. in Lakh / MW

Units (MW)	FY 2019-20	FY 2020-21	FY 2021-22	FY 2022-23	FY 2023-24
200/210/250	28.30	29.29	30.32	31.39	32.49
500	22.72	23.52	24.34	25.20	26.08

40.2 O&M Norms for the Thermal Generating Units achieved COD on or after 01.04.2012 :

(Rs. in Lakhs / MW)

Units (MW)	FY 2019-20	FY 2020-21	FY 2021-22	FY 2022-23	FY 2023-24
45 MW	37.51	38.83	40.19	41.60	43.06
200/210/250 MW	32.96	34.12	35.31	36.56	37.84
300 MW Series	27.74	28.71	29.72	30.76	31.84
500 MW Series	22.51	23.30	24.12	24.97	25.84
600/660 MW Series	20.26	20.97	21.71	22.47	23.26
800 MW Series and above	18.23	18.87	19.54	20.22	20.93

Provided that where the date of commercial operation of any additional unit(s) of a generating station after first four units occurs on or after 1.4.2019, the O&M expenses of such additional unit(s) shall be admissible at 90% of the

operation and maintenance expenses as specified above:

Provided further that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant, type of cooling water system etc., subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition:

Provided also that the generating station shall submit the details of year wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through compensatory allowance or special allowance or claimed as a part of additional capitalization or consumption of stores and spares and renovation & modernization.

41. Normative Operation and Maintenance expenses of hydel generating stations shall be as follows:

41.1 The Operation and Maintenance expenses admissible to existing hydro power stations comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms for O&M exclude Pension and Terminal Benefits, EL encashment, and arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC, EL encashment and any arrears paid to employees separately as actual. If the O&M expenses as per norms provided in these Regulations are more than the actual total O&M expenses including arrears if any, as per audited accounts of generating company, the O&M expenses to the extent of normative O&M expenses shall be allowed. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 39.4 of these Regulations.

41.2 The following operations and maintenance expenses norms shall be applicable for the existing hydro generating stations which have achieved COD prior to 01.04.2019:

O&M Norms for Hydel Power Stations

Year	O&M Expenses in Rs. in lakh/MW
FY 2019-20	11.34
FY 2020-21	11.74
FY 2021-22	12.16
FY 2022-23	12.58
FY 2023-24	13.02

41.3 In case of the new hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2019, operation and maintenance expenses shall be fixed at 3.5% and 5.0% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works, IDC and IEDC) for first year of commercial operation for stations with installed capacity of 200 MW and above and for stations with installed capacity less than 200 MW, respectively.

CHAPTER – 8**COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES****42. Computation and Payment of Capacity Charge for Thermal Generating Stations:**

- 42.1** The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share/ allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge shall be recovered under two segments of the year, i.e. High Demand Season (period of three months) and Low Demand Season (period of remaining nine months), and within each season in two parts viz, Capacity Charge for Peak Hours of the month and Capacity Charge for Off-Peak hours of the month as follows:

Capacity Charge for the Year (CC_y) =

Sum of Capacity Charge for three months of High Demand Season + Sum of Capacity Charge for nine months of Low Demand Season

- 42.2** The Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

Capacity Charge for the Month (CC_m) = Capacity Charge for Peak Hours of the Month (CC_p) + Capacity Charge for Off-Peak Hours of the Month (CC_{op})

Where,

High Demand Season:

$$CC_{p1} = (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp1}{NAFAF}\right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$CC_{p2} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMp2}{NAFAF}\right) \text{ subject to ceiling of } \right.$$

$$\left. (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \right\} - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMp3}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \right\} - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{op1} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \right\}$$

$$CC_{op2} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \right\} - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

Low Demand Season:

$$CC_{p1} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMp1}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \right\}$$

$$CC_{p2} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \times \left(\frac{PAFMp2}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \right\} - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMp3}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \right\} - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{p4} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3} \right) \times \left(\frac{PAFMp4}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3} \right) \right\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$$

$$CC_{p5} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMp5}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12} \right) \right\} - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$$

$$CC_{p6} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2} \right) \times \left(\frac{PAFMp6}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2} \right) \right\} - (CCp1 + CCp2 + CCp3 + CCp4 + CCp5)$$

$$CC_{p7} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMp7}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12} \right) \right\} - (CCp1 + CCp2 + CCp3 + CCp4 + CCp5 + CCp6)$$

$$CC_{p8} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3} \right) \times \left(\frac{PAFMp8}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3} \right) \right\} - (CCp1 + CCp2 + CCp3 + CCp4 + CCp5 + CCp6 + CCp7)$$

$$CC_{p9} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMp9}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4} \right) \right\} - (CCp1 + CCp2 + CCp3 + CCp4 + CCp5 + CCp6 + CCp7 + CCp8)$$

$$CC_{op1} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12} \right) \right\}$$

$$CC_{op2} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6} \right) \right\} - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4} \right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

$$CC_{op4} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3} \right) \times \left(\frac{PAFMop4}{NAPAF} \right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3} \right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3})$$

$$CC_{op5} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMop5}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12} \right) - (CCop1 + CCop2 + CCop3 + CCop4)$$

$$CC_{op6} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2} \right) \times \left(\frac{PAFMop6}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2} \right) - (CCop1 + CCop2 + CCop3 + CCop4 + CCop5)$$

$$CC_{op7} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12} \right) \times \left(\frac{PAFMop7}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12} \right) - (CCop1 + CCop2 + CCop3 + CCop4 + CCop5 + CCop6)$$

$$CC_{op8} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3} \right) \times \left(\frac{PAFMop8}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3} \right) - (CCop1 + CCop2 + CCop3 + CCop4 + CCop5 + CCop6 + CCop7)$$

$$CC_{op9} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4} \right) \times \left(\frac{PAFMop9}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4} \right) - (CCop1 + CCop2 + CCop3 + CCop4 + CCop5 + CCop6 + CCop7 + CCop8)$$

Provided that in case of generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan only.

Where,

- CC_m = Capacity Charge for the Month;
 CC_p = Capacity Charge for the Peak Hours of the Month;
 CC_{op} = Capacity Charge for the Off-Peak Hours of the Month;
 CC_{pn} = Capacity Charge for the Peak Hours of n^{th} Month in a specific Season;
 CC_{opn} = Capacity Charge for the Off-Peak of n^{th} Month in a specific Season;
 AFC = Annual Fixed Cost;

- PAFM_{pn} = Plant Availability Factor achieved during Peak Hours upto the end of nth Month in a Season;
- PAFM_{opn} = Plant Availability Factor achieved during Off-Peak Hours upto the end of nth Month in a Season;
- NAPAF = Normative Annual Plant Availability Factor.

42.3 Normative Plant Availability Factor for “Peak” and “Off-Peak” Hours in a month shall be equivalent to the NAPAF specified in Regulation 49 of these Regulations. The number of hours of “Peak” and “Off-Peak” periods during a day shall be four and twenty respectively. The hours of Peak and Off-Peak periods during a day shall be declared by the concerned Load Despatch Centre (LDC) at least a week in advance. The High Demand Season (period of three months, consecutive or otherwise) and Low Demand Season (period of remaining nine months, consecutive or otherwise) in a region shall be declared by the concerned Load Despatch Centre, at least six months in advance:

Provided that the concerned LDC, after duly considering the comments of the concerned stakeholders, shall declare Peak Hours and High Demand Season in such a way as to coincide with the majority of the Peak Hours and High Demand Season of the state to the maximum extent possible:

Provided further that in respect of a generating station having beneficiaries across different regions of the State, the High Demand Season and the Peak Hours shall correspond to the High Demand Season and Peak Hours of such region in which majority of its beneficiaries, in terms of percentage of allocation of share, are located.

42.4 Any under-recovery or over-recovery of Capacity Charge as a result of under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak and Off-Peak Hours of a Season (High Demand Season or Low Demand Season, as the case may be) shall not be adjusted with under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak and Off-Peak Hours of the other Season:

Provided that within a Season, the shortfall in recovery of Capacity Charge

for cumulative Off-Peak Hours derived based on NAPAF, shall be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours in that Season:

Provided further that within a Season, the shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours derived based on NAPAF, shall not be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours in that Season.

42.5 The Plant Availability Factor achieved for a Month (PAFM) shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = 1000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DCi}{[N \times IC \times (100 - Aux)]} \%$$

Where,

AUX= Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DCi = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the i^{th} day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of days during the period

Note: DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

42.6 In addition to the Capacity charge, an incentive to a generating station or unit thereof shall be payable @ **65 paise/kWh** for ex-bus scheduled energy during Peak Hours and @ **50 paise/kWh** for ex-bus scheduled energy during Off-Peak Hours corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) achieved on a cumulative basis within each season (High Demand Season or Low Demand Season, as the case may be), as specified in Regulation 49.2 (e) of these Regulations.

42.7 The provisions under Regulations 42.1 to 42.6 of these Regulation shall come into

force with effect from 1.04.2020. Till that date, the capacity charge for a thermal generating station determined under these regulations shall be recovered in accordance with the provisions contained in Regulations 36.1 to 36.4 of the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2015, subject to the condition that NAPAF and NAPLF shall be taken as specified under these Regulations.

43. Computation and Payment of Energy Charge for Thermal Generating Stations:

43.1 The energy charge shall cover the primary and secondary fuel cost and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel price adjustment). Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

43.2 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formula:

$$ECR = \{(SHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF + SFC \times LPSFi\} \times 100 / (100 - AUX)$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF = Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg less 85 Kcal/kg on account of variation during storage at generating station:

Provided that, in case of blending of coal from different sources, the weighted average Gross Calorific Value of coal (primary fuel) shall be arrived in proportion to blending ratio.

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LPPF = Weighted average landed price of coal (primary fuel), in Rupees per kg,

during the month. (In case of blending of coal from different sources, the weighted average landed price of coal shall be arrived in proportion to blending ratio).

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

LPSFi = Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml during the month.

- 43.3** In case of part or full use of coal from its alternate source of supply other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their power purchase agreement for supply of contracted power on account of shortage of coal or optimization of economical operation through blending, the use of coal from its alternative source of supply shall be permitted to generating station provided that use of such coal is as per extant policy/directives issued by the Government of India:

Provided that in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a pre-condition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement:

Provided further that the weighted average price of coal use from its alternative source shall not exceed 30% of base price of coal computed as per Regulation 46.3 of these Regulations:

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of coal including alternative source of coal exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or exceeds 20% of energy charge rate for previous month, whichever is lower shall be considered and in that event, prior consultation with beneficiary shall be made at least three days in advance.

- 43.4** The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of coal i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., as per the forms prescribed to these Regulations:

Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic

coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the coal as received shall also be provided separately, along with the bills of the respective month:

Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of coal i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis.

44. Computation of Landed cost of Coal:

44.1 The energy charge in respect of the thermal generating Stations shall comprise of landed cost of coal (primary fuel), cost of secondary fuel oil consumption and landed cost of reagents on account of implementation of the revised emission standards.

44.2 The landed cost of coal for any month shall consist of base price of coal corresponding to the grade and quality of coal inclusive of statutory charges as applicable/allowed by the Commission, washery charges, if any, transportation cost by rail/ road or any other means, and loading, unloading and handling charges:

Provided that procurement of coal at a price other than Government notified prices may be considered, if it is based on competitive bidding through transparent process, for the purpose of landed coal cost:

Provided further that landed cost of coal shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company including any adjustment on account of quantity and quality:

Provided also that the Gross Calorific Value of coal shall be measured by third party sampling and the expenses towards the third-party sampling facility shall be reimbursed by the beneficiaries.

45. Transit and Handling Losses:

45.1 For coal, the transit and handling losses shall be as per the following norms:-

Thermal Generating Station	Transit and Handling Loss (%)
Pit head	0.20%
Non-pit head	0.80%

Provided that in case of pit-head stations, if coal is procured from sources other than the pit-head mines which is transported to the station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head station shall apply;

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses applicable for pit-head station shall apply.

46. Landed Cost of Reagent:

46.1 Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia are used during operation of emission control system for meeting revised emission standards, the landed cost of such reagents shall be determined based on normative consumption and purchase price of the reagent through competitive bidding, applicable statutory charges and transportation cost.

46.2 The normative consumption of specific reagent for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be considered as notified by the Central Commission separately.

46.3 The Commission through the specific tariff orders to be issued for each generating station shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge rate so approved shall be the base energy charge rate for the first year of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed after escalating the base energy charge rate by escalation rates for payment purposes as notified by the Central Commission from time to time for under competitive bidding guidelines.

47. Computation and Payment of Capacity charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations:

47.1 The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and shall be recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and Energy Charges,

which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the Date of Commercial Operation of the first unit of the generating station and the Date of Commercial Operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost of the generating station, for the purpose of determining the Capacity Charges and Energy Charges payment during such period.

- 47.2** The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be :

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAPAF) \text{ (in Rupees)}$$

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

- 47.3** The PAFM shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i}{N \times IC \times (100 - AUX)} \%$$

Where

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DC_i = Declared capacity (in ex-bus MW) for the ith day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station

N = Number of days in the month

- 47.4** The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$(\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \{\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}\} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

- 47.5** Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of Regulation 47.7 of these Regulations:

$$\text{ECR} = \text{AFC} \times 0.5 \times 10 / \{ \text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}) \}$$

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station, in MWh, subject to the provision in Regulation 47.6 below.

FEHS = Free energy for home State, in per cent, as mentioned in Regulation 53 of these Regulations.

- 47.6** In case the saleable scheduled energy (ex-bus) of a hydro generating station during a year is less than the saleable design energy (ex-bus) for reasons beyond the control of the generating station, the treatment as per Regulation 47.7 of these Regulations shall be applied on an application filed by the generating company.

- 47.7** Shortfall in energy charges in comparison to fifty percent of the annual fixed cost shall be allowed to be recovered in six equal monthly installments:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of 4 years on account of hydrology factor, the generating station shall approach Central Electricity Authority (CEA) with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

- 47.8** Any shortfall in the energy charges on account of saleable scheduled energy (ex-bus) being less than the saleable design energy (ex-bus) during the tariff period

2014-19 which was beyond the control of the generating station and which could not be recovered during the said tariff period shall be recovered in accordance with Regulation 47.7 of these Regulations.

47.9 In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per Regulation 47.5 of these Regulations exceeds one hundred and twenty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) / 10000\}$ MWh, the energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred and twenty paise per kWh only.

47.10 The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations in consultation with the Beneficiaries for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all Beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

48. Deviation Charges:

48.1 Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof.

48.2 Actual net deviation of every generating stations and Beneficiaries shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the State Transmission Utility (STU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Load Despatch Centre.

CHAPTER - 9

NORMS OF OPERATION

49. Norms of operation for thermal generating stations:

49.1 Recovery of capacity charge, energy charge and incentive by the generating company shall be based on the achievement of the operational norms specified in these Regulations.

49.2 The norms of operation for thermal power stations as given hereunder shall apply for existing thermal power stations achieved COD on or before 31st March, 2012:

(a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2019-20 to FY 2023-24
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	70.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	70.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	70.00%
ATPS PH-3	1 x 210	210.0	85.00 %
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	75.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	75.00%
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	75.00%
SGTPS - (500 MW)	1X500	500.0	85.00%

(b) Gross Station Heat Rate (Kcal/kWh):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2019-20 to FY 2023-24
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	2850
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	2850
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	2850
ATPS PH 3	1 x 210	210.0	2450
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	2700
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	2700
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	2700
SGTPS - (500 MW)	1X500	500.0	2390

(c) Specific Fuel Oil Consumption (ml/kWh):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2019-20 to FY 2023-24
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	1.75
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	1.75
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	1.75
ATPS PH 3	1 x 210	210.0	0.50
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	1.30
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	1.00
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	1.15
SGTPS - (500 MW)	1X500	500.0	0.50

(d) Auxiliary Energy Consumption (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY2019-20 to FY 2023-24
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	10.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	10.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	10.00%
ATPS PH 3	1 x 210	210.0	9.00%
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	10.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	10.00%
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	10.00%
SGTPS - (500 MW)	1 x 500	500.0	5.75%

(e) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for incentive (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2019-20 to FY 2023-24
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	70.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	70.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	70.00%
ATPS PH-3	1 x 210	210.0	85.00 %
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	75.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	75.00%
SGTPS x (PH1 & PH 2)		840.0	75.00%
SGTPS - (500 MW)	1X500	500.0	85.00%

49.3 Following norms shall be applicable for all the coal based thermal generating Units/ stations for all capacities which have achieved COD on or after 01/04/2012 :

A. Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) : 85%**B. Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) : 85%****C. Gross Station Heat Rate**

(i) Existing Coal-based thermal generating stations having CoD on or after 1.4.2012 till 31.03.2016, (other than those covered under Regulation 49.2), the station heat rate norms shall be as already approved by the Commission.

(ii) Existing Coal based thermal generating stations having CoD on or after 1.4.2016 till 31.3.2019, the station heat rate for the control period FY 2019-20 to FY 2023-24 shall be as given below:

$$\text{Station Heat Rate} = 1.05 \times \text{Design Heat Rate (kCal/kWh)}$$

Where the Design Heat Rate of a Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the design heat rate shall not exceed the maximum design Unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the Units as provided in Regulation 39.3 (C)(b) of Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2015 {RG-26(III) of 2015}.

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that if one or more Units were declared under commercial operation prior to 1.4.2016, the heat rate norms for those Units as well as Units declared under commercial operation on or after 1.4.2016 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology.

Note: In respect of Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

(iii) New coal based thermal generating stations achieving COD on or after 1.4.2019:

Station Heat Rate = 1.05 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a generating unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure Rating (Kg/cm ²)	150	170	170	247
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565	537/565
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine Driven
Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935	1900
Minimum Boiler Efficiency				
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89
Max. Design Unit Heat Rate (kCal/kWh)				
Sub-Bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2222
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135

Pressure Rating (Kg/cm ²)	247	270	270
SHT/RHT (°C)	565/593	593/593	600/ 600
Type of BFP	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1850	1810	1800
Min. Boiler Efficiency			
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.895	0.895
Max. Design Heat Rate (Kcal/kWh)			

Sub-Bituminous Indian Coal	2151	2105	2081
Bituminous Imported Coal	2078	2034	2022

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that where the boiler efficiency is below 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% respectively for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal for computation of station heat rate:

Provided also that if one or more Units were declared under commercial operation prior to 1.4.2019, the heat rate norms for those Units as well as generating Units declared under commercial operation on or after 1.4.2019 shall be lower of the heat rate norms considered by the Commission during tariff period FY 2016-17 to FY 2018-19 or those arrived at by the above methodology:

Provided also that for Generating stations based on coal rejects, the Commission will approve the Design Heat Rate on case to case basis.

Note: In respect of Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

D. Specific Fuel Oil Consumption

- (i) Coal-based generating stations : 0.50 ml/kWh
- (ii) For Generating Stations based on Coal Rejects: 2.0 ml/kWh

E. Auxiliary Energy Consumption

Sr. No.	Power Station	With Natural Draft Cooling Tower or without Cooling Tower
(1)	200 MW series	8.50%
(2)	300 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.75 %
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00 %
(3)	45 MW Series	10.00 %

Provided that for thermal generating stations with induced drafts cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%:

Provided further that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows may be allowed for plants with Dry Cooling Systems.

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation)
Direct Cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1.00%
Indirect Cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.50%

50. Norms of operation for hydro generating stations:

50.1 The norms of operation for Hydro power station shall be as under, namely:

(1) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria:

- (i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt : 90%.
- (ii) Storage and Pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level of more than 8% and when plant availability is not affected by silt: the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAF.

- (iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.
- (iv) Run-of-river type plants: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

50.2 A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

50.3 Based on the above, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) of the Hydro stations already in operation shall be as follows for recovery of capacity charges:

Station	Type of Plant	Plant Capacity (MW)	NAPAF
Gandhisagar	Storage	57.5	85.00%
Pench	Storage	106.7	85.00%
Rajghat	Storage	26.86	60.00%
Bargi	Storage	90.0	85.00%
Banasagar Complex (excluding Silpara)	Storage	395.0	85.00%
Silpara	Run of river with pondage	30.0	85.00%
Birsinghpur	Storage	20.0	85.00%
Madhi Kheda	Storage	60.0	85.00%

(2) Auxiliary Energy Consumption:

- (a) Surface Hydro generating stations
with rotating exciters mounted on
the generator shaft - 0.7 % of energy generated
- (b) Surface Hydro generating stations
with static excitation system - 1.20 % of energy generated
- (c) Underground Hydro generating stations
with rotating exciters mounted on
the generator shaft - 0.9 % of energy generated
- (d) Underground Hydro generating stations
with static excitation system - 1.30% of energy generated

CHAPTER - 10

SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

51. Scheduling:

- 51.1** The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (or any other code or Regulation) approved by the Commission.

52. Metering and Accounting:

- 52.1** For metering and accounting, the provisions of the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (or any other code or Regulation) approved by the Commission, shall be applicable.

53. Billing and Payment of charges:

- 53.1** Bills shall be raised for Capacity Charges and Energy Charges on monthly basis by the generating company in accordance with these Regulations, and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company:

Provided that the physical copy of the Bill in Original at the office of the Authorised Person of the beneficiary and/or the scanned copy of Original Bill through Official Email ID of the Authorised Person of the Generating Company shall be recognized as valid mode of presentation of Bill:

Provided further that Signatory or Signatories (official designation only) shall be notified in advance by the Managing Director or Chief Executive Officer of the company and any change in the list of Authorised Signatory or the purpose, shall be communicated in the same manner.

- 53.2** Payment of the Capacity Charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the Installed Capacity of the generating station. Payment of Capacity Charges and Energy Charges for a Hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the

capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein).

Note 1

Shares/ allocations of each beneficiary in the total capacity of State sector generating stations shall be as determined by the State Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. The total capacity share of any beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the State Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other States/ Beneficiaries. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/ outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the State Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s)/ beneficiary to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the appropriate authority in advance, at least three days prior to such reallocation or reversion taking effect.

Note 3

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 13% or actual whichever is less (not applicable for generating stations of MPPGCL).

Provided that in cases where the site of a Hydro Power Project is awarded to a developer, (not being a State controlled or owned Company) by the State Government by following a two stage transparent process of bidding, the "Free Energy" shall be taken as 13%, in addition to energy corresponding to 100 Units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 Years from the Date of Commercial Operation of the generating station:

Provided further that the generating company shall submit detailed quantification of energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 years from the Date of Commercial Operation.

54. Rebate:

- 54.1** For payment of bills of the generating company through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT)/ Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1.5% shall be allowed.

Explanation: In case of computation of 5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is official holiday, the 5th day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

- 54.2** Where payments are made on any day after 5 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company or the due date if any, mentioned in the power purchase agreement, whichever is earlier, a rebate of 1% shall be allowed.

55. Late payment surcharge:

- 55.1** In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills or the due

date as mentioned in the power purchase agreement whichever is earlier, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

CHAPTER – 11

SHARING OF BENEFITS

56. Sharing of gains due to variation in norms:

56.1 The generating company shall workout gains based on the actual performance of applicable Controllable parameters as under:

- i) Station Heat Rate;
- ii) Secondary Fuel Oil Consumption; and
- iii) Auxiliary Energy Consumption.

56.2 The financial gains by the generating company, on account of controllable parameters shall be shared between generating company and the beneficiaries on annual basis. The financial gains computed as per the following formulae in case of generating station other than hydro generating stations on account of operational parameters as shown in Regulation 56.1 of these Regulations shall be shared in the ratio of 50:50 between the generating stations and beneficiaries.

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation}$$

Where,

ECR_N = Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECR_A = Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month:

Provided that in case of hydro generating stations, the net gain on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption, shall be computed as per following formulae provided the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy and shall be shared in the ratio of 50:50 between generating station and beneficiaries:

- (i) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or

equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

Net gain (Million Rupees) = [(Saleable Scheduled generation in MUs) – (Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MUs)] x [1.20 or ECR, whichever is lower]

- (ii) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

Net gain (Million Rupees) = {Saleable Scheduled generation in MUs- [(Saleable Scheduled Generation in MUs x (100-normative AEC in %)/(100-actual AEC in %))]} x [1.20 or ECR, whichever is lower]

57. Sharing of saving in interest due to re-financing or restructuring of loan:

- 57.1** If re-financing or restructuring of loan by the generating company results in net savings on interest after accounting for cost associated with such refinancing or restructuring, the same shall be shared between the beneficiaries and the generating company in the ratio of 50:50.

- 57.2** In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the MPERC (Conduct of Business) Regulations, 2004, as amended from time to time:

Provided that the beneficiaries shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

58. Sharing of Non-Tariff Income:

- 58.1** The non-tariff net income in case of generating station on account of following shall be shared in the ratio of 50:50 with the beneficiaries and the generating company on annual basis:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap;
- c) Income from sale of fly ash;
- d) Interest on advances to suppliers or contractors;

- e) Rental from staff quarters;
- f) Rental from contractors;
- g) Income from advertisements; and
- h) Interest on investments and bank balances:

Provided that the interest or dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the regulated business of the Generating Company shall not be included in Non-Tariff Income:

Provided further that the Generation Company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission. Non-tariff income shall also be trued-up based on audited accounts.

59. Sharing of Clean Development Mechanism Benefits:

59.1 The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under Clean Development Mechanism shall be shared in the following manner:-

- (a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station; and
- (b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

CHAPTER- 12

MISCELLANEOUS PROVISIONS

60. Operational Norms to be ceiling norms:

60.1 Operational norms specified in these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company and the beneficiaries from agreeing to the improved norms and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

61. Deviation from ceiling tariff:

61.1 Tariff determined in these Regulations shall be a ceiling tariff. The generating company and beneficiaries may mutually agree to charge a lower tariff.

61.2 The generating company may opt to charge the lower tariff for period not exceeding the validity of these regulations on account of lower depreciation based on the requirement of repayment. In such case, the unrecovered depreciation on account of reduction of depreciation by the generating company during useful life shall be allowed to be recovered after the useful life in these Regulations.

61.3 The generating company may opt to charge the lower tariff for a period not exceeding the validity of these Regulations on agreeing to deviation from operational parameters, reduction in operation & maintenance expenses, reduced return on equity and incentive specified in these Regulations.

61.4 The deviation from the ceiling tariff specified by the Commission shall come into effect from the date agreed to by the generating company and the beneficiaries.

61.5 The generating company and the beneficiaries of a generating station shall be required to approach the Commission for charging lower tariff in accordance with Regulations 61.1 to 61.3 above. The details of the accounts and the tariff actually charged under Regulations 61.1 to 61.3 above shall be submitted at the time of true up.

62 Tax on Income

62.1 Tax on Income streams of the generating company shall not be recovered

separately from the Beneficiaries.

63 Hedging of Foreign Exchange Rate Variation:

- 63.1 The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign currency loan taken for the generating station in part or in full at the discretion of the generating company.
- 63.2 If the generating company enters into any hedging arrangement(s) based on its approved hedging policy, the generating company shall communicate to the beneficiaries concerned, of entering into such arrangement(s) within thirty days.
- 63.3 Every generating company shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.
- 63.4 To the extent the generating company is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

64 Recovery of cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation (FERV):

- 64.1 Every generating company shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.
- 64.2 Recovery of cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company from the beneficiaries without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

65 Application fee, publication expenses and other statutory charges:

65.1 The following fees, charges and expenses shall be reimbursed directly by the beneficiary in the manner specified herein:

- (i) The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company directly from the beneficiaries.
- (ii) The Commission may, for the reasons to be recorded in writing and after hearing the affected parties, allow reimbursement of any fee or expenses, as may be considered necessary.
- (iii) SLDC Charges and Transmission Charges as determined by the Commission shall be considered as expenses, if payable by the generating stations.
- (iv) RLDC/NLDC charges as determined by the Central Commission shall also be considered as expenses, if payable by the generating station.

65.2 Electricity duty, cess and water charges if payable by the Generating Company for generation of electricity from the power stations to the State Government, shall be considered and allowed by the Commission separately by considering normative parameters specified in these Regulations and shall be trued-up on actuals:

Provided that in case of the Electricity duty is applied in the auxiliary consumption, such amount of electricity duty shall apply on normative auxiliary consumption of the generating station (excluding colony consumption) and apportioned to the each beneficiaries in proportion to their schedule dispatch during the month.

66 Power to Relax:

66.1 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

67 Power to Remove Difficulty:

67.1 If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by order, make such provision not inconsistent with the provisions of the Act or provisions of other Regulations specified by the Commission, as may appear to be necessary for removing the difficulty in giving effect to the objectives of these Regulations.

68 Repeal and Savings:

68.1 The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff), Regulations, 2015 {RG-26(III) of 2015}" notified on 01/01/2016 and read with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby superceded.

68.2 Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary for ends of justice to meet or to prevent abuses of the process of the Commission.

68.3 Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

68.4 Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By order of the Commission

**Shailendra Saxena,
Secretary**

Appendix-I
Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for Reservoir in case of Hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden Structures	100%
(v)	Roads other than Kutcha Roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, Sub-Station equipment & other fixed apparatus.	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
(f)	Switchgear including cable connections	5.28%
(g)	Lightning Arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
(h)	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
(i)	Overhead lines including cable support	

(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 132 KV but not exceeding 66 KV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
(j)	Meters	5.28%
(k)	Self propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
(m)(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and Apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
(n)	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
(iii)	Fibre Optic	6.33%
(p)	I. T. equipment's including software	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	5.28%

Note: Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendment thereto.

Annexure-I

PART-I

TARIFF FILING NEW FORMS (THERMAL)

Annexure-I

PART-I

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Thermal Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM TPS-1	Summary of Tariff	
FORM-1(I)	Statement showing claimed capital cost	
FORM- 1(II)	Statement showing Return on Equity	
FORM TPS-2	Plant Characteristics	
FORM TPS-3	Normative Parameters considered for tariff computation	
FORM TPS-4	Details of Foreign Loans (Details only in respect of loans applicable to the project under petition)	
FORM TPS-4A	Details of Foreign Equity (Details only in respect of Equity Infusion if any applicable to the project under petition)	
FORM TPS-5	Abstract of Admitted Capital cost for the Existing Projects	
FORM TPS-6	Financial package upto CoD	
FORM TPS-7	Details of Project Specific Loans	
FORM TPS-8	Details of allocation of corporate loans to various projects	
FORM TPS-9	Year wise statement of Additional Capitalization after CoD	
FORM TPS-10	Financing of Additional Capitalization	
FORM TPS-11	Calculation of Depreciation on original project cost	
FORM TPS-12	Statement of Depreciation	
FORM TPS-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loans	
FORM TPS-14	Draw down schedule for calculation of IDC & Financing charges	
FORM TPS-14A	Actual Cash Expenditure	
FORM TPS-15	Details/ Information to be submitted in respect of fuel for computation of energy charges	
FORM TPS-16	Details/ Information to be submitted in respect of Capital Spares	
FORM TPS-17	Liability Flow Statement	
FORM TPS-18	Non-tariff Income	
FORM TPS-19	Details of Water Charges	
FORM TPS-20	Details of Statutory Charges	

PART - I
FORM-TPS-1

SUMMARY OF TARIFF

NAME OF THE PETITIONER
NAME OF THE GENERATING STATION:
PLACE (REGION/DISTRICT/STATE):

Sr. No.	Particulars	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1.1	Depreciation	Rs. Lakh						
1.2	Interest on Loans	Rs. Lakh						
1.3	Return on Equity ¹	Rs. Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs. Lakh						
1.5	G & M Expenses	Rs. Lakh						
1.6	Compensation Allowance (if applicable - relevant for column 4 only)	Rs. Lakh						
1.7	Special Allowance (if Applicable)	Rs. Lakh						
2.1	Landed Fuel Cost (Coal) as per FSA approved by beneficiaries	Rs. Lakh Rs/Tonne						
2.2	Landed Coal Cost (Imported Coal as per FSA approved by beneficiaries)	Rs/Tonne						
2.3	Landed Gas Cost (other than FSA)	Rs/Tonne						
2.4	Landed Imported Coal Cost other than FSA	Rs/Tonne						
2.5	Secondary Fuel Oil Cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) ^{2,3,4,5,6}	Rs/Unit						

Note

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

2A. If multifuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.

2B. The total energy charges shall be worked out based on an energy scheduled to be sent out.

2C. The energy scheduled to be sent out shall be in MWh.

2D. In case break-up is not available for 2.1 to 2.5, Consolidated statement needs to be furnished.

(Petitioner)

Form 1(i) - Statement showing claimed capital cost: (A + B)

Sr. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: Decapitalisation during the year/period					
4	Less: Reversal during the year/period					
5	Add: Discharges during the year/period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for Return on Equity at normal rates: (A)

Sr. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: Decapitalisation during the year/period					
4	Less: Reversal during the year/period					
5	Add: Discharges during the year/period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

(Petitioner)

Statement showing claimed capital cost eligible for Return on Equity at weighted average rate of interest on actual loan portfolio: (B)

Sr. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: Decapitalisation during the year/period					
4	Less: Reversal during the year/period					
5	Add: Discharges during the year/period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

(Petitioner)

PART - I
FORM-TPS-1(II A)

Statement showing Return on Equity at Normal Rate

NAME OF THE PETITIONER

NAME OF THE GENERATING STATION:

PLACE (REGION/DISTRICT/STATE):

Sr. No.	Particulars	Unit	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Return on Equity						
1	Gross Opening Equity (Normal)						
2	Less: Adjustment in Opening Equity						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity (Normal)						
5	Add: Increase in equity due to addition during the year/period						
6	Less: decrease due to De-capitalization during the year/period						
7	Less: decrease due to reversal during the year/period						
8	Add: increase due to discharge during the year/period						
9	Net closing Equity (Normal)						
10	Average Equity (Normal)						
11	Rate of RoE						
12	Total RoE						

(Petitioner)

PART - I
FORM-TPS-1(II B)

Statement showing Return on Equity at Normal Rate

NAME OF THE PETITIONER

NAME OF THE GENERATING STATION:

PLACE (REGION/DISTRICT/STATE):

Sr. No.	Particulars	Unit	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Return on Equity (beyond the original scope of work excluding additional capitalization due to change in Law)						
1	Gross Opening Equity (Normal)						
2	Less: Adjustment in Opening Equity						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity (Normal)						
5	Add: Increase in equity due to addition during the year/period						
6	Less: decrease due to De-capitalization during the year/period						
7	Less: decrease due to reversal during the year/period						
8	Add: increase due to discharge during the year/period						
9	Net closing Equity (Normal)						
10	Average Equity (Normal)						
11	Rate of RoE						
12	Total RoE						

(Petitioner)

PART - I
FORM TPS-2

PLANT CHARACTERISTICS

Name of the Petitioner	Unit-I	Unit-II	Unit-III
Name of the Generating Station			
Unit(s)/Block(s)/Parameters			
Installed Capacity (MW)			
Schedule COD as per Investment Approval			
Actual COD/Date of Taken Over (as applicable)			
Pit Head or Non Pit Head			
Name of the Boiler Manufacturer			
Name of Turbine Generator Manufacture			
Main Steam Pressure at Turbine Inlet (kg/cm^2) abs ¹			
Main Steam Temperature at Turbine Inlet ¹ (°C)			
Reheat Steam Pressure at Turbine Inlet (kg/cm^2) ¹			
Reheat Steam Temperature at Turbine Inlet (°C) ¹			
Main Steam flow at Turbine Inlet under MCR condition (tons/hr) ²			
Main Steam flow at Turbine Inlet under VWO condition (tons/hr) ²			
Unit Gross electrical output under MCR/Rated condition (MW) ²			
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW) ³			
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh) ³			
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed			
% MCR			
% Makeup Water Consumption			
Design Capacity of Make Up Water System			
Design Capacity of Inlet Cooling System			
Design Cooling Water Temperature (°C)			
Back Pressure			
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)			
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition (kg/cm^2)			
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)			
Steam Temperature at Reheater outlet under BMCR condition (°C)			
Design/Guaranteed Boiler Efficiency (%) ⁴			
Design Fuel with and without Bland of domestic/imported coal			
Type of Cooling Tower			
Type of Cooling System ⁵			
Type of Boiler Feed Pump ⁶			
Type of Coal Mill			
Fuel Details			
-Primary Fuel			
-Secondary Fuel			
-Alternate Fuel			
Special Features/Size Specific Features ⁷			
Special Technological Features			
Environmental Regulation related features ⁸			
Any other special features			
1: At Turbine MCR condition			
2: With 0% (Nil) make up and design Cooling Water temperature			
3: At TMCR output based on gross generation, 0% (Nil) makeup and design Cooling water temperature			
4: With Performance trial based on Higher Heating Value (HHV) of fuel and at BMCR output			
5: Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.			
6: Motor driven, Steam turbine driven etc.			
7: Any site specified feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake/makeup water system etc. scrubbers etc. Specify all			
8: Environmental Regulation related features like FGD, ESP etc.			
Note 1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted			
Note 2: Heat Balance Diagram has to be submitted along with above information in case of new stations.			
Note 3: The Terms - MCR, BMCR, HHV, Performance trial, are as defined in CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 notified by the Central Electricity Authority			

(Petitioner)

PART - I
FORM TPS-3

NORMATIVE PARAMETERS CONSIDERED FOR TARIFF COMPUTATION

NAME OF THE PETITIONER

NAME OF THE GENERATING STATION:

Particulars	Unit	Existing 2018-19	Year Ending March				
			2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	(%)						
Base Rate of Return on Equity on Additional Capitalization	(%)						
Effective Tax Rate ¹	(%)						
Target Availability	(%)						
In High Demand Season	(%)						
Peak Hours	(%)						
Off-Peak Hours	(%)						
In Low Demand Season (Off Peak)	(%)						
Peak Hours	(%)						
Off-Peak Hours	(%)						
Auxiliary Energy Consumption	(%)						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal for WC	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC	in Months						
O & M Expenses	Rs. lakh/MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Receivables for WC	in Months						
Storage capacity of Primary Fuel	MT						
SBI Base Rate + 350 basis points as on _____ ²	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							

1. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

2. Mention relevant date

PART-I
FORM TPS-4DETAILS OF FOREIGN LOANS
(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Exchange Rate at COD or 31.03.2019 whichever is later

S.No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1			Year 2			Year 3 and so on		
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date
	Currency 1 ¹									
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period ²									
2	Scheduled repayment date of principal									
3	Scheduled repayment date of interest									
4	At the end of Financial year									
B	In case of Hedging ³									
1	At the date of hedging									
2	Period of hedging									
3	Cost of hedging									
	Currency 2 ¹									
A.1	At the date of Drawl ²									
2	Scheduled repayment date of principal									
3	Scheduled repayment date of interest									
4	At the end of Financial year									
B	In case of Hedging ³									
1	At the date of hedging									
2	Period of hedging									
3	Cost of hedging									
	Currency 3 ¹ & so on									
A.1	At the date of Drawl ²									
2	Scheduled repayment date of principal									
3	Scheduled repayment date of interest									
4	At the end of Financial year									
B	In case of Hedging ³									
1	At the date of hedging									
2	Period of hedging									
3	Cost of hedging									
1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.										
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given										
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given										
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated										

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-4A

DETAILS OF FOREIGN EQUITY

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Exchange Rate on date/s of infusion

S.No.	Financial Year	Year 1			Year 2			Year 3 and so on					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency 1 ¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency 2 ¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency 3 ¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency 4 ¹ & so on												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.													
2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given													

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5

ABSTRACT OF ADMITTED CAPITAL COST FOR THE EXISTING PROJECTS

Name of the Company

Name of the Power Station

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition No.	
Following details (whether admitted and/or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		
		(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -6

FINANCIAL PACKAGE UPTO COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project cost as on COD¹

Date of Commercial Operation of the Station²

1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	2	3	4	5	6	7
	Currency and Amount ³	Currency and Amount ³	Currency and Amount ³	Currency and Amount ³	Currency and Amount ³	Currency and Amount ³
Loan-I	US\$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1480 Cr. including US\$ 200 m at exchange rate of US\$-Rs. 70
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit
3. For example US\$ 200 m, etc.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-7

DETAILS OF PROJECT SPECIFIC LOANS

Name of the Petitioner Name of the Generating Station	Package-1	Package-2	Package-3	Package-4	Package-5	Package-6
Particulars	2	3	4	5	6	7
1. Source of Loan ¹						
2. Currency ²						
3. Amount of Loan sanctioned						
4. Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019 / COD ^{3,4,5,13,15}						
5. Interest Type ⁶						
6. Fixed Interest Rate, if applicable						
7. Base Rate, if Floating Interest ⁷						
8. Margin, if Floating Interest ⁸						
9. Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
10. If above is yes, specify caps/ floor						
11. Moratorium Period ¹⁰						
12. Moratorium effective from						
13. Repayment Period ¹¹						
14. Repayment effective from						
15. Repayment Frequency ¹²						
16. Repayment Instalment ^{13,14}						
17. Base Exchange Rate ¹⁵						
18. Are foreign currency loan hedged?						
19. If above is yes, specify details ¹⁷						

Notes:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At time caps/ floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawal/ repayment for a loan, the date & amount of each drawal/ repayment may also be given to be furnished separately.
14. If the repayment instalment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

PART-1
FORM TPS -8

DETAILS OF ALLOCATION OF CORPORATE LOANS TO VARIOUS PROJECTS

Name of the Petitioner Name of the Generating Station	Package-1 2	Package-2 3	Package-3 4	Package-4 5	Package-5 6	Remarks 7
Source of loan ¹						
Currency ²						
Amount of loan sanctioned						
Amount of Gross loan drawn upto 31.03.2019/ COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/ Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/ floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁵						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

- Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- Details are to be submitted as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
- Margin means the points over and above the floating rate.
- At time caps/ floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
- Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
- Where there is more than one drawl/ repayment for a loan, the date & amount of each drawl/ repayment may also be given separately.
- If the repayment instalment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
- In case of foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
- Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2019 or COD, whichever is later.
- In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
- In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
- At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
- At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -9

YEAR WISE STATEMENT OF ADDITIONAL CAPITALISATION AFTER COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

For Financial Year

Sl. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected)			Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.3	Cash basis (5 = 3 - 4)			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5 = 3 - 4)	(6)	(7)	(8)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (name of the authority) (Enclose copy of the tariff order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year/ period of tariff period 2019-24.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at Column 1,2,3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at Column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during the year and original value of such asset to be shown at Col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at Column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately e.g. Rotor-50 Crs. Initial spares-5 Crs.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -10

FINANCING OF ADDITIONAL CAPITALISATION

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Date of Commercial Operation

	(Amount in Rs. Lakh)			
	Actual		Admitted	
Financial Year (Starting from COD) ¹	Year 1	Year 2	Year 1	Year 2
(1)	(2)	(3)	(5)	(6)
				(7)
Amount capitalized in Work/Equipment				
Financing Details				
Loan-1				
Loan-2				
Loan-3 and so on				
Total Loan ²				
Equity				
Internal Resources				
Others(Pl. specify)				
Total				

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year-2, Year-3 etc. are the subsequent financial years respectively
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -11

CALCULATION OF DEPRECIATION

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.2024	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year upto 31.03.2024
	1	2	3	4=Col.2 x Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation %			

* Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -12

STATEMENT OF DEPRECIATION

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Opening Capital Cost						
2	Closing Capital Cost						
3	Average Capital Cost						
4	Freehold land						
5	Rate of depreciation						
6	Depreciable value						
7	Balance useful life at the beginning of the period						
8	Remaining depreciable value						
9	Depreciation (for the period)						
10	Depreciation (annualized)						
11	Cumulative depreciation at the end of the period						
12	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009/ Station COD						
13	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalization						
14	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV , give information for the applicable period

PART-I
FORM TPS -13

CALCULATION OF WEIGHTED AVERAGE RATE OF INTEREST ON ACTUAL LOANS¹

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -14

DRAW DOWN SCHEDULE FOR CALCULATION OF IDC & FINANCING CHARGES

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan ¹									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	Foreign Loan ²									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	Foreign Loan ³									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	----									

1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan ¹									
	Draw down Amount	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	IDC	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	Financing charges	----	----	----	----	----	----	----	----	----
1.2.2	Indian Loan ²									
	Draw down Amount	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	IDC	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	Financing charges	----	----	----	----	----	----	----	----	----
1.2.3	Indian Loan ³									
	Draw down Amount	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	IDC	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	Financing charges	----	----	----	----	----	----	----	----	----
1.2.4	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
1.2	Total Indian									
	Draw down Amount	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	IDC	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	Financing charges	----	----	----	----	----	----	----	----	----
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign Equity Drawn									
2.2	Indian Equity Drawn	----	----	----	----	----	----	----	----	----
	Total Equity Deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-15DETAILS/INFORMATION TO BE SUBMITTED IN RESPECT OF FUEL FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES¹Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No.	Month	Unit	For Preceding					
			3rd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be)		2nd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be)		1st Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be)	
			Domestic	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
A	Opening Quantity							
1	Opening Quantity of Coal	(MMT)						
2	Value of Stock							
B	Quantity							
3	Quantity of Coal supplied by Coal Company	(MMT)						
4	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal Company	(MMT)						
5	Coal supplied by Coal Company (1+2)	(MMT)						
6	Normative Transit & Handling Losses (For coal based Projects)	(MMT)						
7	Net Coal Supplied (3-4)	(MMT)						
	Price							
8	Amount charged by the Coal Company	(Rs.)						
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal Company	(Rs.)						
10	Handling, Sampling and other charges							
11	Total amount charged (8+9+10)	(Rs.)						
12	Transportation charges by rail/ ship/ road transport	(Rs.)						
	By Rail							
	By Road							
	By Ship							
13	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/ Transport Company	(Rs.)						
14	Demurrage Charges, if any	(Rs.)						
15	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)						
16	Total Transportation Charges (9+ 10- 11+12)	(Rs.)						
17	Total amount charged for coal supplied including transportation (8+13)	(Rs.)						
E	Total Cost							
18	Landed cost of coal (2+17) / (1+7)	Rs./MT						
19	Blending Ratio (Domestic/ Imported)							
20	Weighted average cost of coal for preceding three months	Rs./MT						
F	Quantity							
21	GCV of Domestic Coal as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)						
22	GCV of Imported Coal as per bill Coal Company	(kCal/Kg)						
23	GCV of Imported Coal of the opening stocks as per bill of coal company	(kCal/Kg)						
24	GCV of Imported Coal supplied as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)						
25	Weighted average GCV of coal as Billed	(kCal/Kg)						
26	GCV of Domestic Coal of the opening Stock as received at station	(kCal/Kg)						
27	GCV of Domestic Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)						
28	GCV of Imported Coal of opening stock as received at Station	(kCal/Kg)						
29	GCV of Imported Coal as received at Station	(kCal/Kg)						
30	Weighted average GCV of coal as Received	(kCal/Kg)						

Note:

- Similar details to be furnished for natural gas/ liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/ lignite based thermal plants with appropriate units
- As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS - 16

DETAILS/INFORMATION TO BE SUBMITTED IN RESPECT OF CAPITAL SPARES

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special Allowance (if applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

PART-I
FORM TPS - 17

Non-Tariff Income

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sr. No.	Parameters	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	Income from rent of land or building						
2	Income from sale of scrap						
3	Income from advertisement						
4							
5							

Note: To be submitted at the time of truing up

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS - 18

Details of Water Charges

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sr. No.	Details of Water charges (excluding water cess)		Quantity allocated	Normative consumption at 85% PLF	Spillage of water (in percentage)	Amount Claimed
	Name of source and quantity	Amount	Unit-----	Unit-----		
1						
2						
3						
4						
5						

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-19

Details of Statutory Charges (if applicable)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particular	Unit Rate	No. of Units	Amount Claimed
1	2	3	4
Electricity Duty			
Water Charges			
.....			

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-A

ABSTRACT OF CAPITAL COST ESTIMATES AND SCHEDULE OF COMMISSIONING FOR THE NEW PROJECTS

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

New Projects		
Capital Cost Estimates		
Board of Director/ Agency approving the Capital Cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of ____ Qtr. Of the year ____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US\$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr.)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US\$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US\$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital Cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning		
Scheduled COD of Unit-I/ Block-I as per Investment Approval		
Scheduled COD of Unit-II/ Block-II as per Investment Approval		
.....		
Scheduled COD of last Unit/Block		

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per Form-5B
3. Details of IDC & Financing Charges are to be formed as per FORM-14

(Petitioner)

BREAK-UP OF CAPITAL COST FOR NEW COAL BASED PROJECT

PART-I
FORM TFS-38Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD	Liabilities/Provisions	Variation (3-4-5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto cut-off date
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Cost of Land & Site Development:						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development:						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage System						
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						
2.3.10	Misc.						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	H/P/P Piping						
2.3.15	TGD System, if any						
2.3.16	De-salination plant for sea-water intake						
2.3.17	External coal handling in jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	BOP Electrical						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cable, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency Diesel set						
	Total BOP Electrical						
2.5	Control & Instrumentation (C&I) Package						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & duties						
2.6	Taxes & Duties						
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main Plant/ Adm. Building						
4.2	CW System						
4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Fire fighting system						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temporary construction & enabling						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil Works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and Commissioning						
5.2	Site Supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Start up Fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Total Capital Cost Excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

* Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

- In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
- In case of both time & cost over-run, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost over-run was beyond the control of the generating company.
- The implication on cost due to time over-run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/ anticipated COD, increase in IDC from scheduled COD to actual COD/ anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual and anticipated COD.
- Impact on account of each reason for Time over-run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
- A list of balance work assets/ work wise including Initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-5C

BREAK-UP OF CONSTRUCTION/SUPPLY/SERVICE PACKAGES

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sr. No.	Name/ No. of Construction/ Supply/ Service Package	Package A	Package B	Package C	Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/ Expected date of completion of work					
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
8	Firm or with Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)					
12	Sub-total (9+10+11) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal based plants in FORM-B to the extent possible.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies) , the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs. 80 Cr. + US\$ 50m=Rs. 430 Cr. at US\$=Rs. 70 as on say 01.04.19

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS-D

DETAILS OF VARIABLES, PARAMETERS, OPTIONAL PACKAGE etc. FOR NEW PROJECT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/ Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality - Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unholding Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/ RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic / Imported)	
Parameter/ Variables		Values
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		
Basis of Price (Firm/ Escalation-Linked)		
Equipment Supplier (Country of Origin)		
Optional Packages		Yes/ No
Desalination Plant/ RO Plant		
MGR		
Railway Siding		
Unloading Equipment at Jetty		
Rolling Stock/ Locomotive		
FGD Plant		
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)		

(Petitioner)

PART-I
FORM 10-1

IN CASE THERE IS COST OVER RUN

Name of the Particular
Name of the Generating Station

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as Incurred/To be Incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please attach supporting documents wherever applicable)	Increase in cost cost due to increase in share cost
1	Cost of Land & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam generator Island					
2.2	Turbine generator Island					
2.3	Condenser					
2.4	Feed Water Pump					
2.5	Feed Water Heating System					
2.6	Deaerator					
2.7	Water Treatment Plant					
2.8	Water Storage Tank					
2.9	Water Pumping System					
2.10	Water Treatment Plant					
2.11	Water Treatment Plant					
2.12	Water Treatment Plant					
2.13	Water Treatment Plant					
2.14	Water Treatment Plant					
2.15	Water Treatment Plant					
2.16	Water Treatment Plant					
2.17	Water Treatment Plant					
2.18	Water Treatment Plant					
2.19	Water Treatment Plant					
2.20	Water Treatment Plant					
2.21	Water Treatment Plant					
2.22	Water Treatment Plant					
2.23	Water Treatment Plant					
2.24	Water Treatment Plant					
2.25	Water Treatment Plant					
2.26	Water Treatment Plant					
2.27	Water Treatment Plant					
2.28	Water Treatment Plant					
2.29	Water Treatment Plant					
2.30	Water Treatment Plant					
2.31	Water Treatment Plant					
2.32	Water Treatment Plant					
2.33	Water Treatment Plant					
2.34	Water Treatment Plant					
2.35	Water Treatment Plant					
2.36	Water Treatment Plant					
2.37	Water Treatment Plant					
2.38	Water Treatment Plant					
2.39	Water Treatment Plant					
2.40	Water Treatment Plant					
2.41	Water Treatment Plant					
2.42	Water Treatment Plant					
2.43	Water Treatment Plant					
2.44	Water Treatment Plant					
2.45	Water Treatment Plant					
2.46	Water Treatment Plant					
2.47	Water Treatment Plant					
2.48	Water Treatment Plant					
2.49	Water Treatment Plant					
2.50	Water Treatment Plant					
2.51	Water Treatment Plant					
2.52	Water Treatment Plant					
2.53	Water Treatment Plant					
2.54	Water Treatment Plant					
2.55	Water Treatment Plant					
2.56	Water Treatment Plant					
2.57	Water Treatment Plant					
2.58	Water Treatment Plant					
2.59	Water Treatment Plant					
2.60	Water Treatment Plant					
2.61	Water Treatment Plant					
2.62	Water Treatment Plant					
2.63	Water Treatment Plant					
2.64	Water Treatment Plant					
2.65	Water Treatment Plant					
2.66	Water Treatment Plant					
2.67	Water Treatment Plant					
2.68	Water Treatment Plant					
2.69	Water Treatment Plant					
2.70	Water Treatment Plant					
2.71	Water Treatment Plant					
2.72	Water Treatment Plant					
2.73	Water Treatment Plant					
2.74	Water Treatment Plant					
2.75	Water Treatment Plant					
2.76	Water Treatment Plant					
2.77	Water Treatment Plant					
2.78	Water Treatment Plant					
2.79	Water Treatment Plant					
2.80	Water Treatment Plant					
2.81	Water Treatment Plant					
2.82	Water Treatment Plant					
2.83	Water Treatment Plant					
2.84	Water Treatment Plant					
2.85	Water Treatment Plant					
2.86	Water Treatment Plant					
2.87	Water Treatment Plant					
2.88	Water Treatment Plant					
2.89	Water Treatment Plant					
2.90	Water Treatment Plant					
2.91	Water Treatment Plant					
2.92	Water Treatment Plant					
2.93	Water Treatment Plant					
2.94	Water Treatment Plant					
2.95	Water Treatment Plant					
2.96	Water Treatment Plant					
2.97	Water Treatment Plant					
2.98	Water Treatment Plant					
2.99	Water Treatment Plant					
3	Plant & Equipment					
4	Grid Works					
4.1	Sub-Station Building					
4.2	Sub-Station					
4.3	Sub-Station					
4.4	Sub-Station					
4.5	Sub-Station					
4.6	Sub-Station					
4.7	Sub-Station					
4.8	Sub-Station					
4.9	Sub-Station					
4.10	Sub-Station					
4.11	Sub-Station					
4.12	Sub-Station					
4.13	Sub-Station					
4.14	Sub-Station					
4.15	Sub-Station					
4.16	Sub-Station					
4.17	Sub-Station					
4.18	Sub-Station					
4.19	Sub-Station					
4.20	Sub-Station					
4.21	Sub-Station					
4.22	Sub-Station					
4.23	Sub-Station					
4.24	Sub-Station					
4.25	Sub-Station					
4.26	Sub-Station					
4.27	Sub-Station					
4.28	Sub-Station					
4.29	Sub-Station					
4.30	Sub-Station					
4.31	Sub-Station					
4.32	Sub-Station					
4.33	Sub-Station					
4.34	Sub-Station					
4.35	Sub-Station					
4.36	Sub-Station					
4.37	Sub-Station					
4.38	Sub-Station					
4.39	Sub-Station					
4.40	Sub-Station					
4.41	Sub-Station					
4.42	Sub-Station					
4.43	Sub-Station					
4.44	Sub-Station					
4.45	Sub-Station					
4.46	Sub-Station					
4.47	Sub-Station					
4.48	Sub-Station					
4.49	Sub-Station					
4.50	Sub-Station					
4.51	Sub-Station					
4.52	Sub-Station					
4.53	Sub-Station					
4.54	Sub-Station					
4.55	Sub-Station					
4.56	Sub-Station					
4.57	Sub-Station					
4.58	Sub-Station					
4.59	Sub-Station					
4.60	Sub-Station					
4.61	Sub-Station					
4.62	Sub-Station					
4.63	Sub-Station					
4.64	Sub-Station					
4.65	Sub-Station					
4.66	Sub-Station					
4.67	Sub-Station					
4.68	Sub-Station					
4.69	Sub-Station					
4.70	Sub-Station					
4.71	Sub-Station					
4.72	Sub-Station					
4.73	Sub-Station					
4.74	Sub-Station					
4.75	Sub-Station					
4.76	Sub-Station					
4.77	Sub-Station					
4.78	Sub-Station					
4.79	Sub-Station					
4.80	Sub-Station					
4.81	Sub-Station					
4.82	Sub-Station					
4.83	Sub-Station					
4.84	Sub-Station					
4.85	Sub-Station					
4.86	Sub-Station					
4.87	Sub-Station					
4.88	Sub-Station					
4.89	Sub-Station					
4.90	Sub-Station					
4.91	Sub-Station					
4.92	Sub-Station					
4.93	Sub-Station					
4.94	Sub-Station					
4.95	Sub-Station					
4.96	Sub-Station					
4.97	Sub-Station					
4.98	Sub-Station					
4.99	Sub-Station					
5	Construction & Pre-Commissioning					
5.1	Pre-Commissioning					
5.2	Pre-Commissioning					
5.3	Pre-Commissioning					
5.4	Pre-Commissioning					
5.5	Pre-Commissioning					
5.6	Pre-Commissioning					
5.7	Pre-Commissioning					
5.8	Pre-Commissioning					
5.9	Pre-Commissioning					
5.10	Pre-Commissioning					
5.11	Pre-Commissioning					
5.12	Pre-Commissioning					
5.13	Pre-Commissioning					
5.14	Pre-Commissioning					
5.15	Pre-Commissioning					
5.16	Pre-Commissioning					
5.17	Pre-Commissioning					
5.18	Pre-Commissioning					
5.19	Pre-Commissioning					
5.20	Pre-Commissioning					
5.21	Pre-Commissioning					
5.22	Pre-Commissioning					
5.23	Pre-Commissioning					
5.24	Pre-Commissioning					
5.25	Pre-Commissioning					
5.26	Pre-Commissioning					
5.27	Pre-Commissioning					
5.28	Pre-Commissioning					
5.29	Pre-Commissioning					
5.30	Pre-Commissioning					
5.31	Pre-Commissioning					
5.32	Pre-Commissioning					
5.33	Pre-Commissioning					
5.34	Pre-Commissioning					
5.35	Pre-Commissioning					
5.36	Pre-Commissioning					
5.37	Pre-Commissioning					
5.38	Pre-Commissioning					
5.39	Pre-Commissioning					
5.40	Pre-Commissioning					
5.41	Pre-Commissioning					
5.42	Pre-Commissioning					
5.43	Pre-Commissioning					
5.44	Pre-Commissioning					
5.45	Pre-Commissioning					
5.46	Pre-Commissioning					
5.47	Pre-Commissioning					
5.48	Pre-Commissioning					
5.49	Pre-Commissioning					
5.50	Pre-Commissioning					
5.51	Pre-Commissioning					
5.52	Pre-Commissioning					
5.53	Pre-Commissioning					
5.54	Pre-Commissioning					
5.55	Pre-Commissioning					
5.56	Pre-Commissioning					
5.57	Pre-Commissioning					
5.58	Pre-Commissioning					
5.59	Pre-Commissioning					
5.60	Pre-Commissioning					
5.61	Pre-Commissioning					
5.62	Pre-Commissioning					
5.63	Pre-Commissioning					
5.64	Pre-Commissioning					
5.65	Pre-Commissioning					
5.66	Pre-Commissioning					
5.67	Pre-Commissioning					
5.68	Pre-Commissioning					
5.69	Pre-Commissioning					
5.70	Pre-Commissioning					
5.71	Pre-Commissioning					
5.72	Pre-Commissioning					
5.73	Pre-Commissioning					
5.74	Pre-Commissioning					
5.75	Pre-Commissioning					

PART-I
FORM TPS-F

IN CASE THERE IS TIME OVER RUN

Name of the Petitioner		Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr. No. of activity affected)
Sr. No.	Description of Activity/ Works/ Service	Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

- 1 Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings
- 2 Indicate the activities on critical path

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -G

STATEMENT OF ADDITIONAL CAPITALISATION DURING FIVE YEAR OF USEFUL LIFE OF THE PROJECT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

For Financial Year

Sl. No.	Year	Work/ Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual/ Projected)			Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.4	Cash basis			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -TPS-H

DETAILS OF ASSETS DE-CAPITALIZED DURING THE PERIOD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional	Original value of the Asset Capitalised	Year put to use	Depreciation recovered till date of de- capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise details need to be submitted

PART-I
FORM TPS -I
STATEMENT SHOWING RECONCILIATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE (ACE) CLAIMED WITH THE
CAPITAL ADDITIONS AS PER BOOKS

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

Sl. No. (1)	Particulars (2)	2019-20 (3)	2020-21 (4)	2021-22 (5)	2022-23 (6)	2023-24 (7)
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustment*					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustment					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	Total Additions as per books (G = 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant project/ Unit/ Stage					
10	Less: Exclusions (items not allowable/ not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on actual basis)					
12	Less: Un-discharged Liability (as per IGAAP)					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works (as per IGAAP)					
14	Net Additional Capital expenditure Claimed (on cash basis)					

1 Form is to be certified by the Auditor and Certificate issued as per the guidelines prescribed by their governing body.

2 Reasons for exclusion of any expenditure shall be given in clear terms. *Break-up to be specified.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -J

STATEMENT SHOWING ITEMS/ASSETS/WORKS CLAIMED UNDER EXCLUSIONS

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

Sl. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col.3	Cash basis	IDC included in Col.3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

Note:

- Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.
- For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -K

STATEMENT OF CAPITAL COST
(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged	Cash Basis
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above			
	c) Amount of IDC in C(a) above			
	d) Amount of FC in C(a) above			
	e) Amount of FERV in C(a) above			
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	g) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -L

STATEMENT OF CAPITAL WORKS IN PROGRESS

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -M

CALCULATION OF INTEREST ON NORMATIVE LOAN

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Gross Normative loan - Opening						
2	Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
3	Net Normative loan - Opening						
4	Add: Increase due to addition during the year/period						
5	Less: Decrease due to de-capitalization during the year/period						
6	Less: Decrease due to reversal during the year/period						
7	Add: Increase due to discharges during the year/period						
8	Net Normative loan - Closing						
9	Average Normative Loan						
10	Weighted average rate of interest						
11	Interest on loan						

(Petitioner)

**PART-I
FORM TPS -N**

CALCULATION OF INTEREST ON WORKING CAPITAL

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Cost of Coal						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil ¹						
3	O & M Expenses						
4	Maintenance Spares						
5	Receivables						
6	Total Working Capital						
7	Rate of Interest						
8	Interest on Working Capital						

Note:

1. For Coal based/ Lignite based generating stations

(Petitioner)

**PART-I
FORM TPS-O**

**INCIDENTAL EXPENDITURE DURING CONSTRUCTION UP TO SCHEDULED COD AND UP TO
ACTUAL/ ANTICIPATED COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/ Anticipated COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees ¹ Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other Pre-Operating Expenses		
****	****		
****	****		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house rent		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -P

**EXPENDITURE UNDER DIFFERENT PACKAGES UP TO SCHEDULED COD AND UP TO ACTUAL/
ANTICIPATED COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/ Anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS -Q

ACTUAL CASH EXPENDITURE

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors/ suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART-I
FORM TPS - R

LIABILITY FLOW STATEMENT

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Party	Asset/Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2019	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)
For assets eligible for normal RoE						
For assets eligible for RoE at weighted average rate of interest on loan						

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-19

Summary of issues involved in the petition

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

1	Petitioner		
2	Subject		
3	Prayer		
	i		
	ii		
	ii		
4	Respondents		
	a		
	b		
	c		
5	Project Scope		
	Cost		
	Commissioning	Unit/Station COD	
	Claim		
	AFC		
	Capital Cost		
	Initial Spares		
	NAPAF		
	Any Specific		

Petitioner

Annexure-I

PART-II

TARIFF FILING NEW FORMS (HYDRO)

Annexure-I

PART-II

Checklist of Forms and other information / documents for tariff filing for Hydro Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM HPS-1	Summary Sheet	
Form HPS-1 (I)	Statement showing claimed capital cost	
Form HPS-1 (II)	Statement showing Return on Equity	
FORM HPS-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM HPS-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM HPS-4	Details of Foreign loans	
FORM HPS-4A	Details of Foreign Equity	
FORM HPS-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM HPS-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM HPS-5B	Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station	
FORM HPS-5C	Break-up of Capital Cost for Plant and Equipment	
FORM HPS-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM HPS-5Ei	In case there is cost over run	
FORM HPS-5Eii	In case there is time over run	
FORM HPS-5F	In case there is claim of additional RoE	
FORM HPS-6	Financial Package upto COD	
FORM HPS-7	Details of Project Specific Loans	
FORM HPS-8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM HPS-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM HPS-9B	Statement of Additional Capitalisation during lag end of the Project	
FORM HPS-9Bi	Details of Asset De-capitalised during the period	
FORM HPS-9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM HPS-9D	Statement showing items/ assets/ works claimed under Exclusions	
FORM HPS-9E	Statement of Capital Cost	
FORM HPS-9i	Statement of capital works in progress	
FORM HPS-10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM HPS-11	Calculation of Depreciation on original project cost	
FORM HPS-12	Statement of Depreciation	
FORM HPS-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loans	
FORM HPS-13A	Calculation of interest on Normative loan	
FORM HPS-13B	Calculation of interest on Working Capital	
FORM HPS-13C	Non Tariff Income	
FORM HPS-13D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM HPS-14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM HPS-14A	Actual cash expenditure	
FORM HPS-15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM HPS-15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type new stations	
FORM HPS-16	Liability Flow Statement	
FORM HPS-17	Operation and Maintenance Expenses	
FORM HPS-18	Details of Statutory Charges	
FORM HPS-19	Summary of issue involved in the petition	
Sl. No.	Information / Document	Tick
1	Certificate of Incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on CoD of the Station for the new station & for the relevant years. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/ PPA with the beneficiaries, if any.	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report alongwith cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise/ stage wise/ Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2019-20 and 2020-21 at the time of mid-term true-up in 2012-22 and for balance period of tariff period 2019-24 at the time of final true-up in 2023-24. In case of initial tariff filing, the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information (Please specify)	
10	Reconciliation with Balance Sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station.	
11	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify tariff filing forms suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/ flash drive.

PART-II

FORM HPS-1

Summary Sheet

Name of the Generating Company :
 Name of the Power Station :
 Place (Region/ District/ State):

S. No.	Particulars	(Rs. in lacs)						
		Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Depreciation							
2	Interest on Loan							
3	Return on Equity ¹							
4	Interest on Working Capital							
5	O & M Expenses							
	Total							

Note

1 : Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

Form-1(1) - Statement showing claimed capital costs

(Rs. in lacs)							
S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	
1	2	3	4	5	6	7	
	Opening Capital Cost						
	Add: Addition during the year/ period						
	Less: Decapitalisation during the year/ period						
	Less: Reversal during the year/ period						
	Add: Discharges during the year/ period						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						

Form-1(10) - Statement showing Return on Equity:

S. No.	Particulars	(Rs. in lacs)					
1	2	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	
	Opening Equity	3	4	5	6	7	
	Add: Increase due to addition during the year/ period						
	Less: Decrease due to						
	Less: Decrease due to reversal						
	Add: Increase due to discharges						
	Closing Equity						
	Average Equity						
	Rate of ROE						
	Rate on Equity						

PART-II
FORM HPS-2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation

NAME OF THE PETITIONER:

NAME OF THE GENERATING STATION :

Sl. No.	Description	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
	(1)	(2)	3	4	5	6	7	8
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Date of commercial operation (actual/ anticipated)							
	Unit-1							
	Unit-2							
	Unit-3							
4	Type of Station							
	a) Surface/underground							
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage							
	c) Peaking/non-peaking							
	d) No. of hours of peaking							
	e) Overload capacity (MW) & period							
5	Type of excitation							
	a) Rotating exciters on generator							
	b) Static excitation							
6	Design Energy (Annual) ¹	Gwh						
7	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						
8	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)							
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M						
9.2	Receivables for WC	in Months						
9.3	Base Rate of Return on Equity	%						
9.4	Tax Rate	%						
9.5	Effective Tax Rate ³							
9.5	SBI Base Rate + 350 basis points as on .2	%						

¹ Month wise Design energy figures to be given separately with the petition.

² Mention relevant date

³ Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 25 i.e. actual tax (or advance tax) / gross income, where gross income

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-3

Salient Features of Hydroelectric Project

NAME OF THE PETITIONER:

NAME OF THE GENERATING STATION:

1. Location	
State/Distt.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. De-silting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	
Rated Discharge(Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at FRL	
MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/Channel	
Diameter (M) , shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Company

Exchange Rate at COD

Exchange Rate as on 31.03.2019

Sl.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3		
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate
	Currency¹											
A.1	At the date of Drawl ²											
2	Scheduled repayment date of principal											
3	Scheduled payment date of interest											
4	At the end of Financial year											
B	In case of Hedging ³											
1	At the date of hedging											
2	Period of hedging											
3	Cost of hedging											
	Currency² & so on											
A.1	At the date of Drawl ²											
2	Scheduled repayment date of principal											
3	Scheduled payment date of interest											
4	At the end of Financial year											
B	In case of Hedging ³											
1	At the date of hedging											
2	Period of hedging											
3	Cost of hedging											

¹ Name of the currency to be mentioned e.g. US \$, DM, etc. etc.

² In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

³ Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5**Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects**

Name of the Petitioner : _____

Name of the Generating Station : _____

Capital Cost as admitted by MPERC	
a)	Capital cost admitted as on _____ (Give reference of the relevant MPERC Order with Petition No. & Date)
b)	Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)
c)	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)
d)	Total Foreign Component (Rs. Lakh)
e)	Domestic Component (Rs. Lakh)
f)	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)
Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)	

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5A**Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects**

Name of the Generating Company : _____

Name of the Power Station : _____

**New Projects
Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As of End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning as per investment approval		
Scheduled COD of Unit-I		
Scheduled COD of Unit-II		

Scheduled COD of last Unit/Station		

Note:

1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

PART-II
FORM IPS-5B

Break up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF THE GENERATING STATION:

Sl. No.	Break Down	Original cost as approved by Authority/ Investment Approval	Actual capital expenditure as on actual/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (6=3-4-5)	(Rs. in Lakh) Reasons for Variation
1	2	3	4	5	6	7
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R & R Expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tolls & Flats					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Leases on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Gen. Intake & Drafting Chambers					
2.2	Int. TMR, Surge Tank & Pressure shafts					
2.3	Lower Plant civil works					
2.4	Overhead tank (if specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					
3.0	Hydro Mechanical equipments					
4.0	Plant & Equipment					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	Total (Plant & Equipment)					
5.0	Taxes and Duties					
5.1	Excise Duty					
5.2	Octroi Duties					
5.3	Total Taxes & Duties					
6.0	Construction & Pre-commissioning expenses					
6.1	Excavation, loading & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
6.4	Total (Const. & Pre-commissioning)					
7.0	Overheads					
7.1	Stationery					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Re-settlement					
7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.1	Interest during Construction (IDC)					
9.2	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.3	Hedging Cost					
9.4	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
10.0	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

* Provide details of Freehold Land, Leasedhold Land and Land under reservation separately

Notes:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. The detailed note should be submitted along with the bill of materials and schedule of rates of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any, shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/ working.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting working.
5. A list of balance work assets/ work wise including initial spares on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5CBreak up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Project)NAME OF THE PETITIONER:
NAME OF GENERATING STATION:

Sl. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval 3	Cost on Actual/Anticipated COD 4	Variation 5	Reasons for Variation* (Rs. in lakhs) 6
1	2				
1.0	Generator, turbine & Accessories				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C & I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)				
2.0	Auxiliary Electrical Equipment				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				
2.10	Diesel generating sets				
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)				
3.0	Auxiliary equipment & services for power station				
3.1	EOT crane				

3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Fire fighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	Total (Auxiliary equipt. & services for PS)				
4.0	Switchyard package				
5.0	Initial spares for all above equipments				
6.0	Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.1	Interest During Construction (IDC)				
7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
7.4	Hedging Cost				
7.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
8.0	Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost				

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons for such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over run was beyond the control of the generating company

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station :

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	Total Cost of all packages
2	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as					
3	Whether awarded through ICB/DCB/Departmentally/ Deposit					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/ Expected date of completion of					
8	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub-total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

¹ If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5Ei

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S.No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members		Actual/ Estimated Cost and incurred/ to be incurred (Rs. Lakh)		Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost		Total Cost		Total Cost		
1	Cost of Land & Site Development							
1.1	Land*							
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)							
1.3	Preliminary Investigation & Site Development							
2	Plant & Equipment							
2.1	Steam Generator Island							
2.2	Turbine Generator Island							
2.3	BOP Mechanical							
2.3.1	Fuel Handling & Storage System							
2.3.2	External Water Supply System							
2.3.3	DM Water Plant							
2.3.4	Clarification Plant							
2.3.5	Chlorination Plant							
2.3.6	Fuel Handling & Storage System							
2.3.7	Ash Handling System							
2.3.8	Coal Handling Plant							
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives							
2.3.10	MGR							
2.3.11	Air Compressor System							
2.3.12	Air Condition & Ventilation System							
2.3.13	Fire Fighting System							
2.3.14	HP/LP Piping							
	Total BOP Mechanical							
2.4	BOP Electrical							
2.4.1	Switch Yard Package							
2.4.2	Transformers Package							
2.4.3	Switch Gear Package							

2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding				
2.4.5	Lighting				
2.4.6	Emergency D.G. Set				
	Total BOP Electrical				
2.5	Control & Instrumentation (C&I) Package				
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties				
3	Initial Spares				
4	Civil Works				
4.1	Main Plant/ Adm. Building				
4.2	CW System				
4.3	Cooling Towers				
4.4	DM Water Plant				
4.5	Clarification Plant				
4.6	Chlorination Plant				
4.7	Fuel Handling & Storage System				
4.8	Coal Handling Plant				
4.9	MGR & Marshalling Yard				
4.10	Ash Handling System				
4.11	Ash Disposal Area Development				
4.12	Fire Fighting System				
4.13	Township & Colony				
4.14	Temp. Construction & Enabling Works				
4.15	Road & Drainage				
	Total Civil Works				
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses				
5.1	Erection Testing and Commissioning				
5.2	Site Supervision				
5.3	Operator's Training				
5.4	Construction Insurance				
5.5	Tools & Plant				
5.6	Start up Fuel				
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses				
6	Overheads				
6.1	Establishment				
6.2	Design & Engineering				
6.3	Audit & Accounts				
6.4	Contingency				
	Total Overheads				
7	Capital cost excluding IDC & FC				
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
8.1	Interest During Construction (IDC)				
8.2	Financing Charges (FC)				
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
8.4	Hedging Cost				
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
9	Capital Cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost				

***Submit details of Freehold and Lease hold land**

Note: Impact on account of each reason for cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5Eii

In case there is time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-run Days	Reasons for delay	Other Activity effect (Mention Sr. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
.....								

1. Delay on account of each reason in case of time over run should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicates the activities on critical path

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-5F

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project	Completion Time as per Investment approval				Actual Completion time				Qualifying time schedule (As per regulation) Months
	Start Date	Schedule d COD (Date)	Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
.....									
.....									

Note: Necessary documentary evidence in support of actual completion time to be submitted in accordance with Regulations

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project Cost as on COD¹

Date of Commercial Operation of the Station²

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

¹ Say Rs. 80 Cr. + US \$ 200m or Rs.1320 Cr including US \$200m at an exchange rate of US \$=Rs.62/-

² Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit

³ For example : US \$ 200m etc.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-7

Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

³ Details are to be submitted as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.

⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

⁸ Margin means the points over and above the floating rate.

⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.

¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.

¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

¹⁷ In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.

¹⁸ In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.

¹⁹ At the time of true up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.

²⁰ At the time of true up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

²¹ Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.

²² Copy of loan agreement

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-8Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Installment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.³ Details are to be submitted as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawal may also be enclosed.⁸ Margin means the points over and above the floating rate.⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately¹⁴ If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2019 for existing assets and as on COD for the remaining assets.¹⁷ In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.¹⁸ In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.¹⁹ At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.²⁰ At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges²¹ Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.²² Copy of loan agreement

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9AYear wise Statement of Additional Capitalization after CODName of the Petitioner
Name of the Generating Station

COD for Financial Year

S. No	Head of Work/Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col. 3	Cash basis	IDC included in Col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose)
2. The above information needs to be furnished separately for each year/ period of tariff period 2016-19
3. In case of de-capitalization of assets separate details to be furnished at Column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalization of such asset to be furnished at Column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at Col. 3. And impaired value if any, year of its capitalization to be mentioned at Column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. Eg. Rotor - 50 Crs. Initial Spares - 5 Crs.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9BStatement of Additional Capitalization during lag end of the ProjectName of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalized/ Proposed to be capitalized (Rs. Lakh)	Justification for capitalization proposed	Impact of life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9BIDetails of Assets De-Capitalized during the periodName of the Petitioner
Name of the Generating Station
Region

State

District

Sr. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	Year put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9C

Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (Give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project/ Unit/ Stage					
	Less: Exclusions (items not allowable/ not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms
(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9D**Statement showing items/ assets/ works claimed under Exclusions**

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
COD

Sr. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in Col. 3	Cash basis	IDC included in Col. 3	
1	2	3	4	5	6	7

Note:

1. Exclusion claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed etc.
2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be motioned. It is to be certified that exclusion

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9E**Statement of Capital Cost**
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No	Particulars	As on relevant date
A	a) Open Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchase)	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-9F**Statement of Capital Works in Progress**
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No	Particulars	As on relevant date
A	a) Opening CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-10**Financing of Additional Capitalization**Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Date of Commercial Operation

(Amount in Rs. lakhs)

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual			Admitted		
	Year1	Year2	Year 3 & so on	Year1	Year2	Year 3 & so on
1	2	3	4	5	6	7
Amount capitalized in Work/Equipment						
Financing Details						
Loan-1						
Loan-2						
Loan-3 and so on						
Total Loan ²						
Equity						
Internal Resources						
Others (Pl. Specify)						
Total						

Note:

¹ Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.² Loan details for meeting the additional capitalization requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is

Petitioner

PART-II
FORM HPS-11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter up to 31.03.24	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.24
	1	2	3	4 = Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

* Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately

¹ Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-12

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sl. No	Particulars	(Amounting Rs. Lakh)					
		Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land*						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualized)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalization						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakhs)						
Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
2	3	4	5	6	7	8
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART - II
FORM HPS - 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Generation Station

Sl. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
	Gross Normative loan - Opening						
	Cumulative repayment of Normative Loan up to previous year						
	Net Normative loan - Opening						
	Add: Increase due to addition during the year/period						
	Less: Decrease due to de-capitalization during the year/period						
	Less: Decrease due to reversal during the year/period						
	Add: Increase due to discharge during the year/period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative Loan						
	Weighted average Rate of Interest						
	Interest on loan						

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. lacs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O&M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13C

Other Income as on actual/ anticipated COD

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sl. No.	Parameters	(Amount in Rs. lacs)					
		Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please specify details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-13D

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. lacs)

Sl. No	Parameters	Upto Scheduled COD	Up to actual/ anticipated COD
A	Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other pre-Operating Expenses		
		
		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	...		

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-14**Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges**

Name of the Petitioner

Name of the Power Station

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum In Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount In Indian Rupee (Rs. Lakh)
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan¹									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	Foreign Loan²									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	Foreign Loan³									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	--									
--	--									
--	--									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan¹									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.2	Indian Loan²									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.3	Indian Loan³									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.4	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawal and repayment dates and amount, rates of interest, etc.) should be furnished.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-14A**Actual Cash Expenditure**Name of the Petitioner
Name of the Power Station

(Amount in Rs. Lakh)

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/ suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-15A

Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations			
Name of the Petitioner			
Name of the Generating Station			
Generating Company			
Name of the Hydro-electric Generating Station			
Installed Capacity : No of units X .MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			

*As per DPR/TEC of CEA dated.....

Note :
Specify the number of peaking hours for which station has been designed.

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS -15B

Design energy and MW Continuous (month wise) - ROR type stations			
Name of the Petitioner			
Name of the Generating Station			
Generating Company			
Name of the Hydro-electric Generating Station			
Installed Capacity : No of units X .MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated.....			

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-17

Statement Operation and Maintenance Expenses

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

In case of hydro generating station declared under commercial operation on or after 1.4.2019

Total capital expenditure up to cut-off date (a)	
R&R Expenditure (b)	
IDC and IEDC (c)	
Capital cost considered for O&M expenses (d) = (a) - (b) - (c)	
First year annualize O&M expenses @ 3.50% of above (e) = 3.50% of (d)	
O&M expenses for next year @ 4.77% of above (f) = 4.77% of (e)	
Additional O&M expenses due to 7th pay Commission Wage Revision	
Additional O&M Expenses due to Minimum Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Goods and Services Tax (GST)	

Note:

Additional O&M expenses with supporting documents and computations to be provided for respective years of tariff period

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-18

Details of Statutory Charges (if applicable)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particular	Unit Rate	No. of Units	Amount Claimed
1	2	3	4
Electricity Duty			
Water Charges			

(Petitioner)

PART-II
FORM HPS-19

Summary of issues involved in the petition

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

1	Petitioner		
2	Subject		
3	Prayer		
	i		
	ii		
	ii		
4	Respondents		
	a		
	b		
	c		
5	Project Scope		
		IC	
		DE	
		FEHS	
		AUX	
		NAPAF	
	Cost	Sanction Cost	
		Latest RCE	
	Commissioning	Unit/Station COD	
	Claim	AFC	
		Capital Cost	
		Initial Spares	
		NAPAF	
		Design Energy	
		Any Specific	

Petitioner

संस्कृति विभाग

मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल

भोपाल, दिनांक 26 फरवरी 2020

एफ 01-02/2020/तीस - भारत क सावधान के अनुच्छेद 309 के परन्तुक द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश के राज्यपाल, एतद्वारा, मध्यप्रदेश पुरातत्व, अभिलेखागार, एवं संग्रहालय, (राजपत्रित) सेवा भरती नियम, 2019 में निम्नलिखित संशोधन करते हैं, अर्थात:-

संशोधन

1. अनुसूची-एक में, अनुक्रमांक 11 के पश्चात्, तथा अनुक्रमांक 12 के पूर्व, निम्नलिखित अनुक्रमांक तथा उससे संबंधित प्रविष्टियां अन्तःस्थापित की जाए, अर्थात् :-

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
पुरातत्व, अभिलेखागार एवं संग्रहालय संचालनालय (राजपत्रित सेवा)	11क, प्रवर श्रेणी मानचित्रकार (मानचित्रकार पद की 12 वर्ष की तथा मध्यप्रदेश शासन द्वारा स्वीकृत प्रवर	01	द्वितीय - श्रेणी	42700-1,35,100 (10)	सेवानिवृत्ति के पश्चात् पद स्वमेव समाप्त हो जाएगा।

2. अनुसूची-एक में, अनुक्रमांक 11 के पश्चात्, तथा अनुक्रमांक 12 के पूर्व, निम्नलिखित अनुक्रमांक तथा उससे संबंधित प्रविष्टियां अन्तःस्थापित की जाए, अर्थात् :-

विभाग का नाम	सेवा का नाम	पदों की कुल संख्या	भरे जाने वाले पदों की संख्या की प्रतिशतता			अभ्यक्तियां
			सीधी भर्ती द्वारा	पदोन्नति द्वारा	व्यक्तियों के स्थानांतरण द्वारा	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
संस्कृति विभाग पुरातत्व, अभिलेखागार एवं संग्रहालय संचालनालय	11क, प्रवर श्रेणी मानचित्रकार (राजपत्रित)	01	-	100%	-	1

3. अनुसूची-चार में, अनुक्रमांक 3 तथा उससे संबंधित प्रविष्टियों के स्थान पर, निम्नलिखित अनुक्रमांक तथा उससे संबंधित प्रविष्टियां स्थापित की जाएं, अर्थात् :-

विभाग का नाम	उस पद का नाम जिससे पदोन्नति की जानी है	सेवा का अनुभव	उस पद का नाम जिस पर पदोन्नति की जानी है	विभागीय पदोन्नति समिति के सदस्यों के नाम
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
"संस्कृति विभाग पुरातत्व, अभिलेखागार एवं संग्रहालय संचालनालय	सहायक यंत्री / प्रवर श्रेणी मानचित्रकार	सहायक यंत्री (सिविल) के लिए 5 वर्ष / प्रभारी सहायक यंत्री के रूप में 6 वर्ष का अनुभव	उप-संचालक (तकनीकी)	(1) अध्यक्ष, लोक सेवा आयोग या उनके द्वारा नामनिर्दिष्ट आयोग का सदस्य —अध्यक्ष (2) प्रमुख सचिव / सचिव, संस्कृति विभाग —सदस्य (3) आयुक्त / संचालक, पुरातत्व, अभिलेखागार एवं संग्रहालय —सदस्य (4) उप-सचिव, संस्कृति विभाग —समन्वयक सदस्य टीप :- यदि अनुसूचित जाति / अनुसूचित जनजाति का कोई प्रतिनिधि न हो तो उस संवर्ग का समान पद श्रेणी का अधिकारी सम्मिलित किया जाएगा।"

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,

प्रज्ञा अवस्थी, उपसचिव.

Bhopal, the 26th February 2020

No. F 01-02/2020/30 :- In exercise of the powers conferred by the proviso to Article 309 of the Constitution of India, the Governor of Madhya Pradesh, hereby, makes the following amendments in the Madhya Pradesh Archaeology, Archives and Museums (Gazetted) Service Recruitment Rules, 2019, namely :-

AMENDMENTS

1. In Schedule-I, after serial number 11 and before serial number 12, the following serial number and entries relating thereto shall be inserted, namely :-

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Directorate of Archaeology, Archives and Museum (Gazetted Service)	11A. Drafts man in Selection Grade (12 years Service of drafts man post and Selection Grade Sanctioned by Madhya Pradesh Government)	01	Class-II	42700-1,35,100 (10)	The Post shall automatically laps after retirement.

2. In Schedule-II, after serial number 11 and before serial number 12, the following serial number and entries relating thereto shall be inserted, namely :-

Name of Department	Name of Service	Total No. of Posts	Percentage of the number of the posts to be filled			Remarks
			By Direct Recruitment	By Promotion	By transfer of the persons	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
"Culture Department Directorate of Archaeology, Archives and Museums	11A. Drafts man Selection Grade (Gazetted)	01	-	100%	-	..

3. In Schedule-IV, for serial number 3 and entries relating thereto, the following serial number and entries relating thereto shall be substituted, namely :-

Name of the Department	Name of post from which promotion is to be made	Experience of Service	Name of post to which the promotion is to be made	Name of the members of Departmental Promotion Committee
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
"Culture Department Directorate of Archaeology, Archives and Museum	Assistant Engineer/ Selection Grade Draftsman	5 years for Assistant Engineer (Civil)/6 years experience as in-charge Assistant Engineer.	Deputy Director (Technical)	<p>(1) Chairman, Public Service Commission or the member the Commission nominated by him - Chairman</p> <p>(2) Principal Secretary/ Secretary, Culture Department - Member</p> <p>(3) Commissioner/ Director, Archaeology, Archives and Museum - Member</p> <p>(4) Deputy Secretary, Culture Department -Co-ordinator Member</p> <p>Note :- If there is no representative of Scheduled Castes/Scheduled Tribes, then the officer of equal rank of that cadre shall be included."</p>

By order and in the name of the Governor of Madhya Pradesh,

Pragya Awasthi, Dy. Secy.

राजस्व विभाग

मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल

भोपाल, दिनांक 27 फरवरी 2020

क्रमांक एफ. 2-13/2019/सात/शाखा-7.

मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959) की धारा 233, 233-क, 234, 235, 236, 238, 242, 243 एवं 244 तथा धारा 258 की उपधारा (2) के खण्ड (सत्तावन), (सत्तावन-क), (अठ्ठावन), (उनसठ), (तिरसठ) एवं (चौसठ) द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए तथा इस संबंध में जारी समस्त पूर्व अधिसूचनाओं को अतिष्ठित करते हुए, राज्य सरकार, एतद्द्वारा, निम्नलिखित नियम बनाती है जो उक्त संहिता की धारा 258 की उप-धारा (3) द्वारा अपेक्षित किए गए अनुसार मध्यप्रदेश राजपत्र में पूर्व प्रकाशित किए जा चुके के हैं, अर्थात् :-

नियम**1. संक्षिप्त नाम :-**

इन नियमों का संक्षिप्त नाम मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता (दखलरहित भूमि, आबादी तथा वाजिब-उल-अर्ज) नियम, 2020 है।

भाग- एक**सामान्य****2. परिभाषाएं :-** (1) इन नियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,-

- (क) "आदिम जनजाति" से अभिप्रेत है धारा 165 की उप-धारा (6) के अधीन जारी की गई अधिसूचना द्वारा किसी क्षेत्र के संबंध में आदिम जनजाति के रूप में घोषित की गई कोई जनजाति;
- (ख) "अध्याय" से अभिप्रेत है संहिता का अध्याय;
- (ग) "संहिता" से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959);
- (घ) "प्ररूप" से अभिप्रेत है इन नियमों से अनुलग्न प्ररूप;

- (ड) "ग्राम सभा" का वही अर्थ होगा जो मध्यप्रदेश पंचायत राज एवं ग्राम स्वराज अधिनियम, 1993 (कमांक 1 सन् 1994) की धारा 2 के खण्ड(आठ) में दिया गया है;
- (च) "ग्राम विकास समिति" से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश पंचायत राज एवं ग्राम स्वराज अधिनियम, 1993 (कमांक 1 सन् 1994) की धारा 7 क के अधीन गठित समिति;
- (छ) "अनुसूचित जाति" से अभिप्रेत है कोई ऐसा व्यक्ति जो मध्यप्रदेश राज्य के संबंध में संविधान (अनुसूचित जाति) आदेश, 1950 की अनुसूची में विनिर्दिष्ट अनुसूचित जातियों में से किसी जाति का है;
- (ज) "धारा" से अभिप्रेत है संहिता की धारा।

(2) उन शब्दों और अभिव्यक्तियों के, जो इन नियमों में प्रयुक्त हुए हैं किन्तु परिभाषित नहीं किए गए हैं, के वही अर्थ होंगे, जो संहिता में उन्हें उनके लिए समनुदेशित किए गए हैं।

भाग-दो दखलरहित भूमि

3. प्रयोजन, जिनके लिए निस्तार अधिकारों के प्रयोग के लिए दखलरहित भूमि को पृथक् रखा जा सकेगा — धारा 237 की उप-धारा (1) के खण्ड (क) से (ज) में विनिर्दिष्ट प्रयोजनों के अतिरिक्त, कलक्टर निम्नलिखित प्रयोजनों के लिए दखलरहित भूमि पृथक् रख सकेगा, अर्थात् :-

- (ट) (एक) मुरम, कंकड़, रेत, मिट्टी, पत्थर या कोई अन्य गौण खनिज निकालना;
- (ट) (दो) सिंचाई तथा अन्य जल अधिकार;
- (ट) (तीन) फलदार वृक्ष;
- (ट) (चार) मनोरंजन के लिए (जैसे उद्यान, हरित क्षेत्र या वनाच्छादित क्षेत्र, क्षेत्रीय उद्यान (प्राणी शास्त्रीय या वनस्पति शास्त्रीय) प्राकृतिक क्षेत्रों या भू-दृश्य क्षेत्रों का संरक्षण, स्टेडियम, झील के सामने का विकास और प्रदर्शनी मैदान);
- (ट) (पांच) सार्वजनिक एवं अर्ध सार्वजनिक प्रयोजनों के लिए (जैसे सार्वजनिक संस्थाएं और प्रशासनिक क्षेत्र/शिक्षण और अनुसंधान/स्वास्थ्य/सामाजिक/सांस्कृतिक संस्थागत गतिविधियां);

(ट) (छह) परिवहन प्रयोजनों के लिए (जैसे बस स्टैंड या टर्मिनस, बस-पिक-अप स्टेशन, सड़कें, रेलवे स्टेशन, रेलवेलाइनें, बस डिपो, ट्रांसपोर्ट नगर, हेलीपेड/हवाई अड्डा तथा मेट्रो रेल स्टेशन;

(ट) (सात) सार्वजनिक उपयोगिता और सुविधा प्रयोजनों के लिए (जैसे जल शोधन संयंत्र, मल शोधन संयंत्र, ट्रेनिंग ग्राउंड, ट्रंक लाइन कॉरीडोर, जल/मल/अतिरिक्त वोल्टेज विद्युत लाइन/गैस या तेल पाइप लाइन और संबंधित संरचनाएं, रेडियो/टी.वी स्टेशन, दूरसंचार केन्द्र, अग्नि नियंत्रण स्टेशन और ठोस अपशिष्ट निपटान संयंत्र/अपघटन संयंत्र; और

(ट) (आठ) कोई निस्तारी (सामुदायिक) अधिकार जो कि अनुसूचित जनजाति और पारम्परिक वनवासी (वन अधिकारों की मान्यता) अधिनियम, 2006 (कमांक 2 सन् 2007) के अधीन दिए गए हैं।

4. ग्राम में की दखलरहित भूमि का अभिलेख —

(1) प्रत्येक ग्राम में की समस्त दखलरहित भूमि का अभिलेख धारा 233 के अधीन दो भागों में तैयार किया जाएगा, अर्थात्:—

(क) भाग-क—निस्तार अधिकारों के प्रयोग के लिए पृथक् रखी गई भूमि दर्शाते हुए प्ररूप क में, जिसे निस्तार पत्रक के नाम से जाना जाएगा;

(ख) भाग-ख—निस्तार अधिकारों के प्रयोग के लिए पृथक् रखी गई भूमि से अन्यथा समस्त भूमियों को दर्शाते हुए प्ररूप ख में।

(2) भाग-क में प्ररूप क में विनिर्दिष्ट किए जाने वाले दखलरहित सर्वेक्षण संख्यांक निस्तार अधिकारों के विभिन्न शीर्षों में उसी अनुक्रम में दिखाए जाएंगे जिसमें उनका उल्लेख धारा 237 की उप-धारा (1) के खण्ड (क) से (ज), में किया गया है उसके बाद नियम 3 में उल्लिखित शीर्ष (ट) (एक) से (ट) (आठ) हैं। किसी विशिष्ट शीर्ष के अंतर्गत एक से अधिक सर्वेक्षण संख्यांक होने की दशा में प्रत्येक सर्वेक्षण संख्यांक का क्षेत्रफल पृथक्-पृथक् दर्शाया जाएगा। प्रत्येक शीर्ष के अंतर्गत आने वाले क्षेत्रफल का उप-योग पृथक्-पृथक् दर्शाया जाएगा और समस्त शीर्षों के अंतर्गत क्षेत्रफल का महा-योग अंत में दर्शाया जाएगा। समस्त सड़कें, गलियां और वृक्ष वन (राजस्व वन) या झाड़ियों के जंगल वाली ऐसी भूमियां जो इमारती या ईंधन आरक्षित के रूप में चिह्नित की गई हैं वे इस प्ररूप में दिखाई देंगी। अनुसूचित जनजाति और पारम्परिक वनवासी (वन अधिकारों की मान्यता) अधिनियम, 2006 (कमांक 2 सन् 2007) के अधीन ग्राम वासियों को राजस्व वन में यदि कोई निस्तार (सामुदायिक) अधिकार दिए गए हैं, वे अभिलिखित किए जाएंगे।

(3) भाग-ख में प्ररूप ख में विनिर्दिष्ट किए जाने वाले दखलरहित सर्वेक्षण संख्यांक को निम्नलिखित शीर्षों के अंतर्गत दर्शाया जाएगा—

(क) पहाड़ियों और चट्टानों से आवृत भूमि;

(ख) पानी के नीचे की भूमि; और

(ग) अन्य भूमियां।

किसी विशिष्ट शीर्ष के अंतर्गत एक से अधिक सर्वेक्षण संख्यांक होने की दशा में, प्रत्येक सर्वेक्षण संख्यांक का क्षेत्रफल पृथक् रूप में दर्शाया जाएगा। प्रत्येक शीर्ष के अंतर्गत आने वाले क्षेत्रफल का उप-योग पृथक्-पृथक् दर्शाया जाएगा और सभी शीर्षों का महा-योग अंत में दर्शाया जाएगा। ऐसे सर्वेक्षण संख्यांक जो त्यजित या परित्यक्त कर दिए गए हैं या जो अन्यथा राज्य सरकार में निहित हो गए हैं और ऐसे निहित होने के पश्चात् निराकरण के लिए उपलब्ध हैं, इस प्ररूप में दर्शाए जाएंगे। कॉलम (3) में के समस्त अंकों और कॉलम (4) में के क्षेत्रफल का योग अंत में लगाया जाएगा। जैसे ही किसी सर्वेक्षण संख्यांक या उसके अंश का निराकरण हो जाए, उसे इसमें से उसकी प्रविष्टि पर लकीर खींचकर प्रविष्टि को अद्यतन करते हुए काट दिया जाएगा और निराकरण की रीति तथा तारीख की एक टीप कॉलम (5) में दी जाएगी। प्रत्येक व्यवहार के पश्चात् अंत में योग को भी ठीक किया जाएगा।

(4) समस्त दखलरहित क्षेत्र का पूर्ण योग अंत में लगाया जाएगा। आबादी के अंतर्गत क्षेत्र इनमें से किसी प्ररूप में नहीं दिखेगा क्योंकि आबादी दखलरहित भूमि में सम्मिलित नहीं है।

(5) जब कभी नया सर्वेक्षण संख्यांक धारा 237 की उप-धारा (1) के अधीन निस्तार अधिकारों के प्रयोग के लिए पृथक् रखा जाता है या उक्त उप-धारा के अधीन पृथक् रखी गई भूमि धारा 237 की उप-धारा (3) या (4) के अधीन व्यपवर्तित की जाती है, तो यथास्थिति, प्ररूप क एवं प्ररूप ख की प्रविष्टियों में उपान्तरण तहसीलदार द्वारा कार्यान्वित और प्रमाणित किए जाएंगे।

(6) इन अभिलेखों की ग्राम-वार प्रति ग्राम पंचायत में रखी जाएगी और दूसरी प्रति तहसील कार्यालय में रखी जाएगी।

5. नगरीय क्षेत्र में की दखलरहित भूमि का अभिलेख —

(1) धारा 233 के अधीन किसी नगरीय क्षेत्र में की समस्त दखलरहित भूमि का अभिलेख दो भागों में तैयार किया जाएगा, अर्थात्:—

(क) भाग-क—धारा 233 क के अधीन लोक प्रयोजनों के लिए पृथक् रखी गई भूमि दर्शाते हुए प्ररूप ग में; और

- (ख) भाग-ख-लोक प्रयोजनों के लिए पृथक् रखी गई भूमि से अन्यथा समस्त भूमियों को दर्शाते हुए प्ररूप घ में।
- (2) कलक्टर द्वारा धारा 233 क के अधीन लोक प्रयोजनों के लिए पृथक् रखी गई दखलरहित भूमि के सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भूखण्ड संख्यांक की प्रविष्टि भाग-क प्ररूप ग में निम्नलिखित शीर्षों के अंतर्गत की जाएगी :-
- (एक) मनोरंजन के लिए (जैसे उद्यान, हरित क्षेत्र या वनाच्छादित क्षेत्र, क्षेत्रीय उद्यान (प्राणी शास्त्रीय या वनस्पति शास्त्रीय) प्राकृतिक क्षेत्रों या भू दृश्य क्षेत्रों का संरक्षण, खेल के मैदान, स्टेडियम, झील के सामने का विकास और प्रदर्शनी मैदान);
- (दो) सार्वजनिक एवं अर्ध सार्वजनिक प्रयोजन के लिए (जैसे सार्वजनिक संस्थाएं और प्रशासनिक क्षेत्र/शिक्षण और अनुसंधान/स्वास्थ्य/सामाजिक/ सांस्कृतिक संस्थागत गतिविधियां);
- (तीन) परिवहन प्रयोजनों के लिए (जैसे बस स्टैंड या टरमिनस, बस-पिक अप स्टेशन, सड़कें, रेलवे स्टेशन, रेलवे लाइन, बस डिपो, ट्रांसपोर्ट नगर, हेलीपेड/हवाई अड्डा तथा मेट्रो रेल स्टेशन);
- (चार) सार्वजनिक उपयोगिता और सुविधा प्रयोजनों के लिए (जैसे जल शोधन संयंत्र, मल शोधन संयंत्र, ट्रेनिंग ग्राउंड, ट्रंक लाइन कॉरीडोर, जल/मल/अतिरिक्त वोल्टेज विद्युत लाइन/गैस या तेल पाइप लाइन और संबंधित संरचनाएं, रेडियो/टी.वी स्टेशन, दूरसंचार केन्द्र, अग्नि नियंत्रण स्टेशन और ठोस अपशिष्ट निपटान संयंत्र/अपघटन संयंत्र);
- (पांच) श्मशान/कब्रिस्तान के लिए; और
- (छह) अन्य लोक प्रयोजन।
- (3) किसी विशिष्ट शीर्ष के अंतर्गत जाने एक से अधिक सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भू-खण्ड संख्यांक सम्मिलित किए जाने की दशा में प्रत्येक सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भू-खण्ड संख्यांक का क्षेत्रफल पृथक्-पृथक् दर्शाया जाएगा। प्रत्येक शीर्ष के अंतर्गत आने वाले क्षेत्रफल का योग पृथक्-पृथक् दर्शाया जाएगा और धारा 233 क के

अधीन अलग-अलग शीर्षों की समस्त क्षेत्र आरक्षित भूमि का महा-योग अंत में दर्शाया जाएगा।

(4) प्ररूप घ में विनिर्दिष्ट किए जाने वाले दखलरहित सर्वेक्षण संख्याओं/ब्लॉक संख्याओं/भूखण्ड संख्याओं को अनुक्रम में व्यवस्थित किया जाएगा। ऐसे सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भूखण्ड संख्यांक जो परित्यक्त कर दिए गए हैं या जो अन्यथा राज्य सरकार में निहित हो गए हैं और ऐसे निहित होने के पश्चात् निराकरण के लिए उपलब्ध हैं, इस प्ररूप में दर्शाए जाएंगे। कॉलम (3) के समस्त अंकों और कॉलम (4) के क्षेत्रफल का योग अंत में लगाया जाएगा। जैसे ही किसी सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भूखण्ड संख्यांक या उसके अंश का निराकरण हो जाए, उसे इस प्ररूप में उसकी प्रविष्टि को लकीर से काट दिया जाएगा और निराकरण की रीति तथा उसके दिनांक की टिप्पणी कॉलम (5) में दी जाएगी। प्रत्येक सव्यवहार के पश्चात् अंत में योग को भी ठीक किया जाएगा।

(5) जब कभी नया सर्वेक्षण संख्यांक/ब्लॉक संख्यांक/भूखण्ड संख्यांक, लोक प्रयोजन के लिए पृथक् रखा जाता है या उनका लोक प्रयोजन परिवर्तित किया जाता है या पृथक् रखा जाना प्रत्याहृत किया जाता है, ऐसे प्ररूप ग की प्रविष्टियों का उपांतरण, प्ररूप घ में तहसीलदार द्वारा प्रभावित और प्रमाणित किया जाएगा।

(6) इन अभिलेखों की सेक्टर-वार एक प्रति स्थानीय निकाय के कार्यालय में रखी जाएगी और दूसरी प्रति तहसील कार्यालय में रखी जाएगी।

निस्तार पत्रक का तैयार किया जाना—(1) ग्राम की ग्राम सभा, उप खण्ड अधिकारी द्वारा बुलाए जाने पर या स्वप्रेरणा से, ग्राम विकास समिति से निस्तार पत्रक का प्रारूप तैयार करने को कह सकेगी।

(2) निस्तार पत्रक का प्रारूप, विकास योजना, यदि कोई है, के अध्याधीन रहते हुए धारा 234, 235, 236 एवं 237 तथा इन नियमों के उपबंधों के अनुसरण में तैयार किया जाएगा।

(3) उप खण्ड अधिकारी, निस्तार पत्रक का प्रारूप तैयार करने में सहायता करने के लिए ग्राम सभा को अपने अधीनस्थ ऐसे अधिकारियों और कर्मचारियों की सेवाएं, जैसी कि वह ठीक समझे, उपलब्ध कराएगा।

(4) ग्राम विकास समिति द्वारा तैयार किया गया निस्तार पत्रक का प्रारूप ग्राम सभा के समक्ष रखा जाएगा जो इसे उपांतरण या बिना उपांतरण के अनुमोदित कर सकेगी और इसे उप खण्ड अधिकारी की ओर भेज सकेगी।

- (5) उप खण्ड अधिकारी, ग्राम सभा से प्राप्त निस्तार पत्रक के प्रारूप का परीक्षण करेगा और किसी प्रयोजन के लिए आरक्षित भूमि के क्षेत्रफल में प्रकरण की परिस्थितियों या समुदाय की रुचि के अनुसार परिवर्तन, प्रतिस्थापन या समायोजन कर सकेगा, जो कि पूर्ण रूप से अपेक्षित हो, और—

(एक) एक से अधिक ग्रामों के बारे में चराई, इमारती लकड़ी और ईंधन के निस्तार क्षेत्र बना सकेगा;

(दो) किसी भी ग्राम की भूमि पर ग्रामों के पारस्परिक अधिकारों को अभिलिखित कर सकेगा; और

(तीन) राज्य सरकार द्वारा दी गई किसी सुविधा का उपबंध कर सकेगा।

- (6) उप-खण्ड अधिकारी द्वारा निस्तार पत्रक का प्रारूप तैयार किए जाने के पश्चात्, उसे प्रारूप ड में सूचना सहित ग्राम के निवासियों से आपत्तियां या सुझाव आमंत्रित करते हुए प्रकाशित किया जाएगा और उसमें ऐसी तारीख (जो प्रकाशन की तारीख से 15 दिन से कम की नहीं होगी) जिस पर और वह स्थल (जो चौपाल, गुड़ी, चावड़ी या उसका कोई अन्य उपयुक्त स्थान हो सकता है) जहां ऐसी आपत्तियों या सुझावों पर विचार किया जाएगा, विनिर्दिष्ट होंगे। ऐसी उद्घोषणा केवल उस ग्राम में ही नहीं होगी जिसका निस्तार पत्रक तैयार किया गया है, अपितु अन्य ग्रामों में भी होगी जो उसके द्वारा प्रभावित हों। उद्घोषणा की रीति वह होगी जो मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता (राजस्व न्यायालयों की प्रक्रिया) नियम, 2019 के नियम 31 में अधिकथित हैं।

- (7) उप-खण्ड अधिकारी, सूचना में विनिर्दिष्ट तारीख और स्थान पर आपत्तियों और सुझावों का, यदि कोई हों, परीक्षण करेगा और उन पर आदेश पारित करेगा।

- (8) उप-खण्ड अधिकारी, आपत्तियों और सुझावों, यदि कोई हों, पर विचार करने और उनका निराकरण करने के पश्चात् निस्तार पत्रक में ऐसे उपांतरण कर सकेगा जो वह आपत्तियों और सुझावों पर दिए गए अपने विनिश्चय के प्रकाश में आवश्यक समझे।

- (9) अंतिम निस्तार पत्रक ग्राम में या उपयुक्त केन्द्रों पर पढ़ कर सुनाया जाएगा और उसकी प्रति पटवारी, ग्राम पंचायत तथा तहसील कार्यालय में रखी जाएगी।

- (10) उप-नियम (9) के अधीन निस्तार पत्रक को अंतिम किए जाने और प्रकाशित किए जाने के पश्चात् ग्राम सभा द्वारा उसके उपस्थित तथा मतदान करने वाले कम से कम दो तिहाई सदस्यों के बहुमत से पारित संकल्प पर उप-खण्ड अधिकारी, कलक्टर की पूर्व अनुमति से तथा ऐसी जांच के पश्चात्, जैसी कि

वह उचित समझे, निस्तार पत्रक की प्रविष्टि उपांतरित कर सकेगा या ग्राम वासियों के अतिरिक्त निस्तार अधिकारों को पूरा करने के लिए निस्तार पत्रक की किसी प्रविष्टि के अधीन अतिरिक्त दखलरहित भूमि अभिलिखित कर सकेगा।

- (11) जब कभी किसी नगरीय क्षेत्र के गठन या विस्तारण के फलस्वरूप निस्तार पत्रक में किसी प्रयोजन के लिए अभिलिखित कोई भूमि ऐसे नगरीय क्षेत्र की सीमाओं के भीतर आती है, ऐसी भूमि धारा 233 क के अधीन उक्त कथित प्रयोजन के लिए पृथक् रखी गई समझी जाएगी, जब तक कि कलक्टर धारा 233 क के अधीन कोई अगले आदेश पारित नहीं करता है।

7. धारा 237 की उप-धारा (1) के अधीन पृथक् रखी गई भूमि का आबादी या अन्य प्रयोजनों के लिए व्यपवर्तन—(1) कोई ग्रामपंचायत, धारा 237 की उप-धारा (1) के अधीन पृथक् रखी गई कोई दखलरहित भूमि को आबादी में, धारा 237 की उप-धारा (3) में उल्लिखित किसी प्रयोजन में व्यपवर्तित करने के लिये ग्राम सभा द्वारा सम्यक् रूप से पारित संकल्प की प्रति के साथ कलक्टर को आवेदन दे सकेगी।

- (2) उप नियम (1) के अधीन आवेदन प्राप्त होने पर या स्वप्रेरणा से कलक्टर यह सुनिश्चित करने के पश्चात् कि धारा 237 की उप-धारा (1) के खण्ड (ख) में उल्लिखित प्रयोजन के लिए ग्राम की कुल कृषिक भूमि के कम से कम दो प्रतिशत का क्षेत्रफल सुरक्षित है, ऐसी भूमि आबादी में या धारा 237 की उप-धारा (3) में उल्लिखित किसी प्रयोजन में व्यपवर्तित कर सकेगा:

परंतु ऐसे प्रत्येक व्यपवर्तन से सर्वप्रथम आबादी की आवश्यकता, यदि कोई है, की और तत्पश्चात् ही अन्य प्रयोजनों की पूर्ति की जाएगी।

- (3) उप नियम (2) के अधीन व्यपवर्तित भूमि में से, कलक्टर उतना क्षेत्र जितना कि भविष्य में विकास को ध्यान रखते हुए युक्ति-युक्त तथा आवश्यक हो, ऐसी व्यपवर्तित भूमि से सरकारी भवनों के लिए सुरक्षित घोषित करेगा और इस प्रकार सरकारी भवनों के लिए सुरक्षित भू-खण्ड क्षेत्र अनुसूक्षण के लिए ग्राम पंचायत की अभिरक्षा में रखे जाएंगे।

- (4) आबादी में व्यपवर्तित भूमि नियम 12 के अनुसार निर्वर्तित की जाएगी।

- (5) जब धारा 237 की उप-धारा (1) में उल्लिखित प्रयोजनों के लिए पृथक् से रखी गई भूमि का, ऐसी विकास और अधोसंरचना परियोजनाओं जो राज्य सरकार की

स्वामित्व की हैं या अनुमोदित हैं, किन्तु धारा 237 की उप-धारा (3) के अधीन नहीं आती हैं, व्यपवर्तन अपरिहार्य हो जाता है, तो कलक्टर, उपलब्ध विकल्पों पर अपना समाधान कर लेने के पश्चात् और संबंधित परियोजनाओं से उन्हीं निस्तार अधिकारों की पूर्ति करने के लिए समतुल्य क्षेत्र की भूमि अभिप्राप्त कर लेने पर ही इस आशय को तर्कसंगत आदेश पारित करते हुए, ऐसे प्रयोजन के लिए भूमि व्यपवर्तित कर सकेगा।

भाग-तीन वाजिब-उल-अर्ज

8. वाजिब-उल-अर्ज में रुढ़ियों का अभिनिश्चित किया जाना एवं अभिलिखित किया जाना—(1) धारा 242 की उप-धारा (1) के अधीन रुढ़ियां अभिनिश्चित की जाएंगी तथा वाजिब-उल-अर्ज में निम्नलिखित शीर्षों के अधीन अभिलिखित की जाएंगी, अर्थात्:—

- (क) सिंचाई का अधिकार;
- (ख) अन्य जल अधिकार;
- (ग) मछली पकड़ने का अधिकार;
- (घ) मार्ग, ग्राम सड़कें, पथों, नालियों के तथा इसी प्रकार के अधिकार;
- (ङ) ग्राम की भूमि पर अन्य ग्रामों के व्यक्तियों के अधिकार;
- (च) अन्य ग्रामों की भूमि पर ग्राम वासियों के अधिकार;
- (छ) अन्य सुखाचार—
 - (एक) कब्रिस्तान तथा श्मशान भूमि;
 - (दो) गोठान;
 - (तीन) पड़ाव की भूमि;
 - (चार) खलिहान;
 - (पांच) बाजार;
 - (छह) चमड़ा निकालने का स्थान;
 - (सात) पशु चराने तथा ईंधन लेने का अधिकार; और
- (ज) अन्य विविध अधिकार।

(2) उप-नियम (1) में विनिर्दिष्ट रुढ़ियां को अभिनिश्चित तथा अभिलिखित करने में निम्नलिखित प्रक्रिया का अनुसरण किया जाएगा :—

- (क) उपखण्ड अधिकारी ग्राम के पिछले बन्दोबस्त के समय तैयार किए गए वाजिब-उल-अर्ज, यदि कोई हों, और ग्राम सभा से परामर्श के पश्चात्,

विद्यमान रूढ़ियों को उप-नियम (1) में विनिर्दिष्ट शीर्षों में सम्मिलित करते हुए वाजिब-उल-अर्ज का प्रारूप तैयार करेगा।

(ख) उपखण्ड अधिकारी ग्राम वासियों को यह कथन करते हुए कि क्या वे प्रारूप में अभिलिखित किसी रूढ़ि पर कोई आपत्ति करते हैं अथवा किसी रूढ़ि को उसमें अभिलिखित किए जाने की वांछा करते हैं, अपने दावे तथा आपत्तियों, को एक विनिर्दिष्ट तारीख तक, जो घोषणा की तारीख से पंद्रह दिन से अधिक न हो, प्रारूप 'च' में उद्घोषणा के साथ प्रारूप वाजिब-उल-अर्ज को ग्राम में प्रकाशित करेगा। उद्घोषणा की रीति ऐसी होगी जैसी कि मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता (राजस्व न्यायालयों की प्रक्रिया) नियम, 2019 के नियम 31 में अधिकथित है।

(ग) दावे या आपत्तियां प्राप्त करने हेतु नियत तारीख के अवसान के पश्चात् उपखण्ड अधिकारी किसी तारीख को, जिसकी घोषणा डुग्गी पीटकर या अन्य माध्यम से की जाएगी, ग्राम में ऐसी जांच करेगा, जो वह उचित समझे

(घ) तत्पश्चात् उपखण्ड अधिकारी इस प्रकार अभिनिश्चित रूढ़ियों का अभिलेख तैयार करेगा और ऐसा अभिलेख ग्राम का वाजिब-उल-अर्ज कहलाएगा।

9. **वाजिब-उल-अर्ज का प्रकाशन**—(1) वाजिब-उल-अर्ज तैयार हो जाने के पश्चात् उसे ग्राम में या किसी ऐसे अन्य उचित केन्द्र में, पढ़कर सुनाया जाएगा और उसकी एक प्रति ग्राम पंचायत के कार्यालय में या ग्राम के ऐसे अन्य उचित स्थान पर चिपकाई जाएगी जैसा उपखण्ड अधिकारी अवधारित करे।

(2) वाजिब-उल-अर्ज की प्रतियां ग्राम पंचायत और तहसील के कार्यालय में रखी जाएंगी।

भाग-चार आबादी

10. **आबादी के लिए और क्षेत्र का आरक्षण**—जहां किसी ग्राम में आबादी के लिए उपलब्ध क्षेत्र, कलक्टर की राय में अपर्याप्त हो, वहां किसी ग्राम में आगामी 10 वर्षों के लिये ऐसे ग्राम के लिए आवश्यकताओं का आंकलन कर सकेगा तथा ग्राम सभा के परामर्श के पश्चात् वह ग्राम को उपलब्ध दखलरहित भूमि में से धारा 243 की उपधारा (1) के अधीन ऐसा और क्षेत्र आरक्षित कर सकेगा जैसा कि वह उचित समझे :

परंतु यदि ऐसी दखलरहित भूमि निस्तार पत्रक में सम्मिलित है तो नियम 7 में विनिर्दिष्ट प्रक्रिया का पालन किया जाएगा।

11. **आबादी के विस्तारण के लिये अर्जन**—यदि कलक्टर आबादी के लिए आरक्षित क्षेत्र को अपर्याप्त पाता है और दखलरहित भूमि में आगे कोई उपयुक्त क्षेत्र उपलब्ध नहीं है, तो कलक्टर आबादी के विस्तारण के लिये धारा 243 की उपधारा (2) के अधीन कोई भूमि अर्जित कर सकेगा और भूमि के ऐसे अर्जन के लिए प्रतिफल और भुगतान भूमि अर्जन, पुनर्वासन और पुनर्व्यवस्थापन में उचित प्रति कर और पारदर्शिता का अधिकार अधिनियम, 2013 (क्रमांक 30 सन् 2013) के उपबंधों के अनुसार किया जाएगा।
12. **आबादी में स्थल का निर्वतन**—(1) धारा 244 के अधीन आबादी में किसी स्थल के किसी निर्वतन के पूर्व, तहसीलदार ग्राम के निवासियों की इच्छाओं को अभिनिश्चित करने के पश्चात् आबादी में गृहस्थलों के लिए उपलब्ध भूमि का अभिन्यास तैयार कराएगा।

(2) ऐसा अभिन्यास,—

(क) मध्यप्रदेश नगर तथा ग्राम निवेश अधिनियम, 1973 (क्रमांक 23 सन् 1973) के अधीन बने मध्यप्रदेश भूमि विकास नियम, 2012; या

(ख) मध्यप्रदेश पंचायत राज एवं ग्राम स्वराज अधिनियम, 1993 (क्रमांक 1 सन् 1994) के अधीन बने मध्यप्रदेश ग्राम पंचायत (कॉलोनियों का विकास) नियम, 2014;

ऐसे मामलों में जहां उपरोक्त खण्ड (क) या (ख) में उल्लिखित नियम प्रवृत्त हैं, के उपबंधों के अनुरूप तैयार किया जाएगा।

- (3) ऐसे मामलों में, जहां उपनियम (2) के उपरोक्त खण्ड (क) या (ख) में उल्लिखित नियम प्रवृत्त नहीं हैं, वहां अभिन्यास निम्नलिखित विशिष्टियों का उपयोग करते हुए तैयार किया जाएगा :—

(क) किसी भूखण्ड का क्षेत्रफल 200 वर्गमीटर से अधिक नहीं होगा;

(ख) मुख्य सड़क की चौड़ाई न्यूनतम 6 मीटर होगी तथा अन्य सड़कें और गलियां चौड़ाई में 4.5 मीटर से कम की नहीं होगी;

- (ग) सड़कें जहां तक हो सके, सीधी होंगी तथा इस प्रकार अभिन्यस्त की जाएंगी जिससे वे एक दूसरे को समकोण पर काटती हुई प्रायः चलने वाली हवाओं की दिशा में रहें;
- (घ) भूखण्डों की प्रत्येक पंक्ति के पीछे की और नालियों और सफाई का प्रबंध करने हेतु लिए 4.5 मीटर की चौड़ाई में भूमि होगी।
- (4) अभिन्यास (ले-आउट) धारा 107 की उप धारा (1) के खण्ड (ख) के अधीन तैयार किए गए आबादी के नक्शे में दिखाया जाएगा तथा भूखण्डों के ब्यौरे धारा 107 के अधीन विरचित नियमों के अधीन विहित किए गए रजिस्टर में दिखाए जाएंगे।
- (5) तहसीलदार उसे प्रस्तुत किए गए आवेदन पर, समय-समय पर, राज्य सरकार द्वारा जारी किए गए और शासकीय राजपत्र में प्रकाशित किए गए निर्देशों के अनुसार भूखण्डों को भूमिस्वामी अधिकारों पर आबंटित करेगा।
- (6) भूखण्डों का आबंटन निम्नलिखित शर्तों के अध्वधीन होगा:—
- (क) भूखण्ड का निर्माण युक्त क्षेत्रफल किसी भी मामले में भूखण्ड के तीन चौथाई क्षेत्रफल से अधिक नहीं होगा;
- (ख) योजना इस प्रकार रेखित की जाएगी और भवन इस प्रकार निर्मित किए जाएंगे जिससे सड़क के किनारे से 3 मीटर से अन्यून स्थान खुला छूट जाए:
परंतु वह खुला स्थान ऐसे छज्जे से छाया जा सकता है जो दीवारों से घिरा न हो;
- (ग) भूखण्डों का उस पर केवल निवास गृह के निर्माण के प्रयोजन और उससे आनुषंगिक प्रयोजन के लिए ही उपयोग किया जाएगा तथा भूखण्ड या उसके किसी भाग का किसी भी अन्य प्रयोजन, वह जो भी हो, के लिए नहीं किया जाएगा;
- (घ) भूखण्ड धारक, भूखण्ड पर निर्मित भवन को मरम्मत की अच्छी स्थिति में रखेगा;
- (ङ) भूखण्ड धारक भूखण्ड को और उस पर निर्मित भवन को अच्छी स्वास्थ्यप्रद स्थिति में रखेगा; और
- (च) किसी भूखण्ड धारक द्वारा इन शर्तों में से किसी को भी भंग किए जाने की दशा में, वह निष्कासित किए जाने का दायी होगा।

प्ररूप क
(नियम 4 देखें)
निस्तार पत्रक

ग्राम का नाम पटवारी हल्का क्रमांक
राजस्व निरीक्षक वृत्त क्रमांक तहसील.....जिला.....

मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959) की धारा 237 की उप धारा
(1) के अधीन नीचे दर्शित विभिन्न प्रयोजनों के लिए पृथक् की गई दखलरहित भूमि-

अनुक्रमांक	निस्तार अधिकारों के विवरण (प्रयोजन)	सर्वेक्षण संख्यांक / भूखण्ड संख्यांक	क्षेत्रफल हैक्टर / वर्गमीटर में	अभ्युक्ति
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.	(क) इमारती लकड़ी अथवा ईंधन के हेतु आरक्षित (टीप 1 देखें)	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
2.	(ख) चरोखर, घासबीड अथवा चारे के हेतु आरक्षित (टीप 2 देखें)	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
3.	(ग) कब्रिस्तान तथा श्मशान (टीप 3 देखें)	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
4.	(घ) गौठान	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
5.	(ङ) शिविर भूमि	(1)		

		(2) (3)		
उप-योग				
6.	(च) खलिहान (टीप 4 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
7.	(छ) बाजार (टीप 5 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
8.	(ज) खाल निकालने के स्थान (टीप 6 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
9.	(झ) खाद के गड्ढे (टीप 7 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
10.	(ञ) (एक) लोक प्रयोजन जैसे पाठशाला, खेल के मैदान, बगीचे ,जल निकास तथा इसी प्रकार के प्रयोजन (टीप 8 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
11.	(ज) (दो) सड़कें, मार्ग, तथा गलियां (दिशाओं को सम्मिलित करते हुए) (क) स्थायी (पक्की/टार/सी सी सड़कें)	(1) (2) (3)		

	(ख) स्थायी (कच्ची सड़कें)	(1) (2) (3)		
	(ग) मौसमी सड़कें	(1) (2) (3)		
	(घ) स्थायी पगडंडियां	(1) (2) (3)		
	(ङ) मौसमी पगडंडियां	(1) (2) (3)		
	(च) पशुओं के लिए गोहा	(1) (2) (3)		
उप-योग				
12.	(ट)– (एक) निस्तारी अधिकारों के प्रयोग के लिए मुरम, कंकड़, रेत, मिट्टी, पत्थर (टीप 9 देखें)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
13.	(ट)– (दो) सिंचाई तथा जल अधिकार (क) सिंचाई के उपयोग में लाए जाने वाले तालाब (ख) सिंचाई के अतिरिक्त अन्य निस्तारों के उपयोग में लाए जाने वाले तालाब	(1) (2) (3) (1) (2) (3)		

	(टीप 10 तथा 11 देखें)			
	उप-योग			
14.	(ट) (तीन) दखलरहित भूमि में रोपित फलदार वृक्षों में अधिकार (टीप 12 देखें)	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
15.	(ट) (चार) मनोरंजन प्रयोजन के लिए (क) उद्यान	(1) (2) (3)		
	(ख) हरित क्षेत्र या वनाच्छादित क्षेत्र	(1) (2) (3)		
	(ग) क्षेत्रीय उद्यान (प्राणी शास्त्रीय या वनस्पति शास्त्रीय)	(1) (2) (3)		
	(घ) प्राकृतिक क्षेत्र या भू-दृश्य क्षेत्रों का संरक्षण	(1) (2) (3)		
	(ङ) स्टेडियम	(1) (2) (3)		
	(च) झील के सामने का विकास	(1) (2) (3)		
	(छ) प्रदर्शनी मैदान	(1) (2) (3)		

		(1) (2) (3)		
उप-योग				
16.	(ट) - (पांच) सार्वजनिक एवं अर्द्ध सार्वजनिक प्रयोजन के लिए (क) सार्वजनिक संस्थान और प्रशासनिक क्षेत्र (ख) शिक्षण और अनुसंधान (ग) स्वास्थ्य (घ) सामाजिक / सांस्कृतिक संस्थागत गतिविधियां	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		
उप-योग				
17.	(ट) (छह) परिवहन प्रयोजनों के लिए— (क) बस स्टैंड या टर्मिनस, बस पिक अप स्टेशन (ख) सड़कें (ग) रेलवे स्टेशन	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		

	(घ) रेलवे लाइन	(1) (2) (3)		
	(ङ) बस डिपो	(1) (2) (3)		
	(च) ट्रांसपोर्ट नगर	(1) (2) (3)		
	(छ) हेलीपेड/हवाई अड्डा	(1) (2) (3)		
	(ज) मेट्रो रेल स्टेशन	(1) (2) (3)		
उप-योग				
18.	(ट) (सात) सार्वजनिक उपयोगिता और सुविधा प्रयोजनों के लिए -			
	(क) जल शोधन संयंत्र	(1) (2) (3)		
	(ख) मल शोधन संयंत्र	(1) (2) (3)		
	(ग) ट्रेनिंग ग्राउंड	(1) (2) (3)		

	(घ) ट्रंक लाइन कॉरिडोर	(1) (2) (3)		
	(ङ) जल/मल लाइन	(1) (2) (3)		
	(च) अतिरिक्त वोल्टेज विद्युत् लाइनें	(1) (2) (3)		
	(छ) गैस या तेल पाइप लाइनें और संबंधित संरचनाएं	(1) (2) (3)		
	(ज) रेडियो/टी वी स्टेशन	(1) (2) (3)		
	(झ) दूरसंचार केन्द्र	(1) (2) (3)		
	(ट) अग्नि नियंत्रण स्टेशन	(1) (2) (3)		
	(ठ) ठोस अपशिष्ट निपटान संयंत्र/अपघटन संयंत्र	(1) (2) (3)		
	उप-योग			
19.	(ट) (आठ) अनुसूचित जनजाति और पारम्परिक वनवासी (वन अधिकारों की मान्यता) अधिनियम,			

	2006 (क्रमांक 2 सन् 2007) के अधीन दिए गए कोई निस्तारी (सामुदायिक) अधिकार, (क)	(1) (2) (3)		
	(ख)	(1) (2) (3)		
	(ग)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
20.	(ट) (नौ) कोई अन्य प्रयोजन जो विहित किया जाए— (क)	(1) (2) (3)		
	(ख)	(1) (2) (3)		
	(ग)	(1) (2) (3)		
उप-योग				
		महायोग		

टीप- 1. उन निबंधनों और शर्तों जिन पर तथा वह सीमा जिस तक निवासी लकड़ी, इमारती लकड़ी जलाऊ, बेलें, जड़े, पत्तियां, कटीली झाड़ियां, बागड़ के बांस, फल तथा गौण उपज प्राप्त कर सकेंगे, के बारे में अभ्युक्ति कालम में एक टीप की जाए।

2. निबंधनों तथा शर्तों जिस पर ग्राम में पशुओं को चराने को अनुज्ञात किया गया है तथा पशुओं को निशुल्क चराए जाने के बारे में भी है, के बारे में अभ्युक्ति कालम में एक टीप की जाए।
3. यदि कोई सर्वेक्षण संख्याक किसी समुदाय हेतु कब्रिस्तान अथवा श्मशान के रूप में प्रयोग किया जाता है, अभ्युक्ति कालम में एक टीप की जाए।
4. खलिहानों के लिए पृथक् किए गए क्षेत्र के वितरण तथा उपयोग के संबंध में रूढ़ियों को अभ्युक्ति कालम में अभिलिखित किया जाए।
5. बाजार शोध्य उद्ग्रहीत करने के संबंध में सरकार की विशेष स्वीकृति के बिना कोई प्रविष्टि न की जाए।
6. यदि इस प्रयोजन के लिए पृथक् की गई भूमि के उपयोग को विनियमित करने वाली कोई विशेष रूढ़ि हो तो अभ्युक्ति कालम में एक टीप की जाए।
7. अभ्युक्तियां कालम में निवासियों के अपने स्वयं के खाद अथवा कचरे पर या उसको किसी ग्राम के विशेष या प्रत्येक भाग में एकत्र करने के यदि कोई अधिकार हो तथा खाद के गड्ढे की भूमि के उपयोग को विनियमित करने वाली रूढ़ि की अभ्युक्ति कालम में एक टीप की जाए।
8. प्रयोजन जिसके लिए कोई सर्वेक्षण संख्याक/भूखण्ड संख्याक आरक्षित किया गया है उसे अभ्युक्ति कालम में अभिलिखित किया जाए।
9. उन निबंधनों और शर्तों जिन पर तथा वह सीमा जिस तक निवासी मदों को प्राप्त कर सकते हैं, उसे अभ्युक्ति कालम में कथित किया जाए।
10. सिंचाई तथा अन्य जल अधिकारों की दशा में तालाब से सिंचित खेतों की सूची को सम्मिलित करते हुए उसके सर्वेक्षण संख्यांक, क्षेत्रफल और निशुल्क सिंचित फसल के ब्यौरे अभ्युक्ति कालम में उल्लिखित होंगे।
11. केवल वे ही तालाब उल्लिखित होंगे जो मध्यस्थों के अधिकारों की समाप्ति के पश्चात् राज्य सरकार में निहित हो गये हैं।

12. दखलरहित भूमि में रोपित फलदार वृक्षों में अधिकारों की दशा में फलदार वृक्षों की संख्या और व्यक्तियों के नाम जो वृक्षों के आधिपत्य में हैं, को अभियुक्ति कालम में उल्लिखित किया जाए।

प्ररूप ख

(नियम 4 देखें)

**निस्तार अधिकारों प्रयोग के लिए पृथक् रखी गई
भूमि से भिन्न ग्राम की दखलरहित भूमि**

ग्राम का नाम पटवारी हल्का क्रमांक
राजस्व निरीक्षक वृत्त क्रमांक तहसील.....जिला.....

अनुक्रमांक	भूमि के विवरण	सर्वेक्षण संख्यांक / ब्लॉक संख्यांक / भू - खंड संख्यांक	क्षेत्रफल (हेक्टर या वर्गमीटर में)	निराकरण की रीति और दिनांक (यदि निराकरण किया गया है)	अभ्युक्ति
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	पहाड़ और चट्टानों से आवृत भूमि	(1) (2) (3)			
	उप- योग				
2.	पानी के नीचे की भूमि	(1) (2) (3)			
	उप-योग				
3.	अन्य भूमि	(1) (2) (3)			
	उप-योग				
	महा योग				

प्ररूप ग
(नियम 5 देखें)

लोक प्रयोजनों के लिए नगरीय क्षेत्र में पृथक् रखी गई दखलरहित भूमि

सेक्टर का नाम और उसका संख्यांक.....नगरीय क्षेत्र का नाम
.....तहसील जिला

अनुक्रमांक.	लोक प्रयोजन के शीर्ष	सर्वेक्षण संख्यांक / ब्लॉक संख्यांक / भू - खंड संख्यांक	क्षेत्रफल (हैक्टर या वर्गमीटर में)	विकास योजना में उल्लिखित प्रयोजन (यदि कोई हो)	अभ्युक्तिय
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
(एक)	मनोरंजन के लिए (क) उद्यान	(1) (2) (3)			
	(ख) हरित क्षेत्र या वनाच्छादित क्षेत्र	(1) (2) (3)			
	(ग) क्षेत्रीय उद्यान (प्राणि शास्त्रीय या वनस्पति शास्त्रीय)	(1) (2) (3)			
	(घ) प्राकृतिक क्षेत्र या भू-दृश्य क्षेत्रों का संरक्षण	(1) (2) (3)			
	(ङ) खेल का मैदान	(1) (2) (3)			
	(च) स्टेडियम	(3)			

	(छ) झील के सामने का विकास	(1) (2) (3)			
	(ज) प्रदर्शनी मैदान	(1) (2) (3)			
उप-योग					
(दो)	सार्वजनिक एवं अर्द्ध सार्वजनिक प्रयोजन के लिए (क) सार्वजनिक संस्थान और प्रशासनिक क्षेत्र	(1) (2) (3)			
	(ख) शिक्षण और अनुसंधान	(1) (2) (3)			
	(ग) स्वास्थ्य	(1) (2) (3)			
	(घ) सामाजिक / सांस्कृतिक संस्थागत गतिविधियां	(1) (2) (3)			
उप-योग					
(तीन)	परिवहन प्रयोजन के लिए— (क) बस स्टैंड या टर्मिनस, बस पिक अप स्टेशन	(1) (2) (3)			

	(ख) सड़कें,	(1) (2) (3)			
	(ग) रेलवे स्टेशन,	(1) (2) (3)			
	(घ) रेलवे लाइन,	(1) (2) (3)			
	(ङ) बस डिपो,	(1) (2) (3)			
	(च) ट्रांसपोर्ट नगर,	(1) (2) (3)			
	(छ) हेलीपेड / हवाई अड्डा,	(1) (2) (3)			
	(ज) मेट्रो रेल स्टेशन,	(1) (2) (3)			
उप-योग					
(चार)	सार्वजनिक उपयोगिता और सुविधा प्रयोजनों के लिए – (क) जल शोधन संयंत्र,	(1) (2) (3)			

	(ख) मल शोधन संयंत्र,	(1) (2) (3)			
	(ग) ट्रेचिंग ग्राउंड,	(1) (2) (3)			
	(घ) ट्रंक लाइन कॉरिडोर,	(1) (2) (3)			
	(ङ) जल/मल लाइन,	(1) (2) (3)			
	(च) अतिरिक्त वोल्टेज विद्युत् लाइन,	(1) (2) (3)			
	(छ) गैस या तेल पाइप लाइन और संबंधित संरचनाएं,	(1) (2) (3)			
	(ज) रेडियो/टी वी स्टेशन,	(1) (2) (3)			
	(झ) दूरसंचार केन्द्र,	(1) (2) (3)			
	(ञ) अग्नि नियंत्रण स्टेशन,	(1) (2) (3)			
	(ट) ठोस अपशिष्ट निपटान संयंत्र/अपघटन संयंत्र	(1) (2) (3)			
	उप-योग				
(पांच)	श्मशान/ कब्रिस्तान के लिए	(1) (2) (3)			
	उप-योग				
(छह)	अन्य प्रयोजनों के लिए	(1) (2) (3)			
	उप-योग				
महा योग					

प्ररूप घ
(नियम 5 देखें)

लोक प्रयोजनों के लिए नगरीय क्षेत्र में पृथक रखी गई भूमि से भिन्न दखलरहित भूमि

सेक्टर का नाम और उसका क्रमांक नगरीय क्षेत्र का नाम
.....तहसील..... जिला.....

अनुक्रमांक	भूमि के विवरण	सर्वेक्षण संख्यांक/ ब्लॉक संख्यांक / भू-खंड संख्यांक	क्षेत्रफल (हैक्टर या वर्गमीटर में)	निराकरण की रीति और दिनांक (यदि निराकरण किया गया है)	अभ्युक्ति
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	पहाड़ और चट्टानों से आवृत्त भूमि	(1) (2) (3)			
उप-योग					
2.	पानी के नीचे की भूमि	(1) (2) (3)			
उप-योग					
3.	अन्य भूमि	(1) (2) (3)			
उप-योग					
महा योग					

प्ररूप ड़
(नियम 6 देखें)

राजस्व प्रकरण क्रमांक.....

कार्यालय उप खण्ड अधिकारी, उप खण्ड जिला

सूचना

एतद्वारा यह सूचना दी जाती है कि मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959) की धारा 234 की उप धारा (1) के द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, ग्राम पटवारी हल्का क्रमांक तहसील जिला के संबंध में निस्तार पत्रक (जिसका प्रारूप इसके साथ संलग्न है) तैयार किया जाना प्रस्तावित किया गया है।

2. कोई भी व्यक्ति जो उक्त निस्तार पत्रक की किसी प्रविष्टि के संबंध में कोई आपत्ति करना चाहता है, कोई सुझाव देना चाहता है, वह उसे अधोहस्ताक्षरकर्ता के पास दिनांक (यहां दिनांक लिखें जो सूचना के दिनांक से 15 दिन के पश्चात् से कम न हो) के पूर्व भेज सकता है। आपत्तियों तथा सुझावों का परीक्षण दिनांक को स्थान पर सुबह 11 बजे से शाम 5 बजे के मध्य होगा।

3. मेरे हस्ताक्षर तथा कार्यालयीन मुद्रा के अधीन दिनांक माह 20 को जारी की गई।

मुद्रा

(.....)
उप खण्ड अधिकारी
उप खण्ड
जिला

प्रतिलिपि ग्राम पंचायत की ओर सूचनार्थ प्रेषित

(.....)
उप खण्ड अधिकारी
उपखण्ड
जिला

प्रारूप च
(नियम 8 देखें)

राजस्व प्रकरण क्रमांक.....

कार्यालय उप खण्ड अधिकारी, उप खण्ड जिला

रूढ़ियों के अभिनिश्चित करने हेतु उद्घोषणा

एतद् द्वारा यह सूचना दी जाती है कि ग्राम तहसील जिला में मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959) की धारा 242 की उप धारा (1) द्वारा अपेक्षित होने के कारण सिंचाई के अधिकार, अन्य जल अधिकार, मछली पकड़ने का अधिकार, मार्ग के अधिकार, ग्राम की सड़कें, पथ, नालियां और इसी प्रकार के अन्य अधिकार, ग्राम की भूमि पर अन्य ग्रामों के व्यक्तियों के अधिकार, अन्य ग्रामों की भूमियों पर ग्रामवासियों के अधिकार या अन्य सुखाचार जैसे-कब्रिस्तान तथा श्मशान भूमि, गोठान, पड़ाव की भूमि, खलिहान, बाजार, चमड़ा निकालने का स्थान, पशु चराने तथा ईंधन लेने का अधिकार, उस भूमि अथवा जल जो राज्य अथवा स्थानीय प्राधिकरण के अधिकार अथवा नियंत्रण में न हों, के संबंध में रूढ़ियों का अभिनिश्चित किया जाना प्रस्तावित किया गया है। विद्यमान रूढ़ियों के वाजिब-उल-अर्ज के प्रारूप एतद्द्वारा, दावों एवं आपत्तियों हेतु प्रकाशित किये जाते हैं।

कोई भी व्यक्ति जो किसी प्रविष्टि के संबंध में आपत्ति करता हो, अथवा वांछा करता हो कि प्रारूप में विनिर्दिष्ट शीर्षों के अधीन कोई रूढ़ि वाजिब-उल-अर्ज में अभिलिखित की जाए, अपनी आपत्ति या दावे, यदि कोई हों, दिनांक 20 तक अधोहस्ताक्षरकर्ता के सम्मुख स्थान पर सुबह 11 बजे से शाम 5 बजे शाम तक प्रस्तुत करे।

दिनांक20

मुद्रा

(.....)
उप-खण्डअधिकारी
उप खण्ड
जिला

***टीप-उद्घोषणा के साथ वाजिब-उल-अर्ज का प्रारूप संलग्न किया जाना चाहिए।**

राजस्व प्रकरण क्रमांक.....

कार्यालय उप खण्ड अधिकारी, उप खण्ड जिला

प्रारूप वाजिब-उल-अर्ज

मध्यप्रदेश भू-राजस्व संहिता, 1959 (क्रमांक 20 सन् 1959) की धारा 242 के अधीन
ग्राम तहसील जिला में विद्यमान रूढ़ियों
का वाजिब-उल-अर्ज तैयार करने के लिए प्रस्तावित प्रारूप नीचे दर्शाया गया है :-

अनुक्रमांक	प्रयोजन के विवरण	विद्यमान रूढ़ियों के विवरण	सर्वेक्षण संख्यांक/ भू-खंड संख्यांक	क्षेत्रफल (हैक्टर/वर्गमीटर में)	अभियुक्ति
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	सिंचाई का अधिकार				
2.	अन्य जल अधिकार				
3.	मछली पकड़ने का अधिकार				
4.	मार्ग, ग्राम सड़कें, पथ, नालियों के अधिकार तथा इसी प्रकार के अन्य अधिकार				
5.	ग्राम की भूमि पर अन्य ग्रामों के व्यक्तियों का अधिकार				
6.	अन्य ग्रामों की भूमि पर ग्रामवासियों के अधिकार				
7.	अन्य सुखाचार				
	(एक) कब्रिस्तान एवं श्मशान भूमि				
	(दो) गोठान				
	(तीन) पड़ाव की भूमि				

	(चार) खलिहान				
	(पांच) बाजार				
	(छः) चमड़ा निकालने का स्थान				
	(सात) पशु चराने तथा ईंधन लेने का अधिकार				
8.	अन्य विविध अधिकार				

दिनांक/..... 20.....

उप खण्ड अधिकारी
मुद्रा

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,
मुजीबुर्रहमान खान, उपसचिव.

भोपाल, दिनांक 27 फरवरी 2020

क्र. एफ-2-13-2019-सात-शा. 7.—भारत के संविधान के अनुच्छेद क्रमांक 348 के खण्ड (3) के अनुसरण में, इस विभाग की अधिसूचना क्रमांक एफ-2-13-2019-सात-शा. 7, दिनांक 27 फरवरी 2020 का अंग्रेजी अनुवाद राज्यपाल के प्राधिकार से एतद्वारा प्रकाशित किया जाता है.

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,
मुजीबुर्रहमान खान, उपसचिव.

No. F-2-13-2019-VII-Sec.7

Bhopal, the 27th February 2020

In exercise of the powers conferred by sections 233, 233-A, 234, 235, 236, 238, 242, 243 and 244 and clauses (lvii), (lvii-a), (lviii), (lix), (Lxiii) and (lxiv) of sub-section (2) of section 258 of the Madhya Pradesh Land Revenue Code, 1959 (No. 20 of 1959) and in supersession of all previous notifications issued in this behalf, the State Government, hereby, makes the following rules, the same having been previously published in the Madhya Pradesh Gazette as required by sub-section (3) of section 258 of the said Code, namely :-

RULES

1. Short title and commencement.-

- (1) These rules may be called the Madhya Pradesh Bhu Rajasva Sanhita (Dakhalrahit Bhumi, Abadi Tatha Wajib-ul-arz) Niyam, 2020.
- (2) They shall come into force from the date of their publication in the Madhya Pradesh Gazette.

PART - I GENERAL

2. Definitions.- (1) In these rules, unless the context otherwise requires, —

- (a) “Aboriginal tribe” means any tribe declared to be an aboriginal tribe in respect of any area by a notification issued under sub-section (6) of Section 165;
- (b) “Chapter” means a Chapter of the Code;
- (c) “Code” means the Madhya Pradesh Land Revenue Code, 1959 (No. 20 of 1959);
- (d) “Form” means forms appended to these rules;

- (e) "Gram Sabha" shall have the same meaning as given in clause (viii) of section 2 of the Madhya Pradesh Panchayat Raj Evam Gram Swaraj Adhiniyam, 1993 (No 1 of 1994);
- (f) "Gram Vikas Samiti" means a committee constituted under section 7A of the Madhya Pradesh Panchayat Raj Evam Gram Swaraj Adhiniyam, 1993 (No 1 of 1994);
- (g) "Scheduled Castes" means a person who belongs to one of the Scheduled Castes specified in Schedule to the Constitution (Scheduled Castes) Order, 1950 in respect to State of Madhya Pradesh;
- (h) "Section" means a section of the Code.

(2) Words and expressions used but not defined in these rules and defined in the Code shall have the same meaning as assigned to them in the Code.

PART – II

UNOCCUPIED LAND

3. Purposes for which unoccupied land may be set apart for exercise of Nistar rights.— Besides the purposes specified in clauses (a) to (j) of sub-section (1) of Section 237, Collector may set apart unoccupied land for following purposes, namely :-

- (k) (i) Extraction of muram, kankar, sand earth, clay, stones or any other minor mineral;
- (k) (ii) Irrigation and other water right;
- (k) (iii) Fruit bearing trees;
- (k) (iv) For recreation purpose (such as parks, Green Belts or afforested area, Regional Parks (Zoological or Botanical Parks), Preservation of Natural Areas or Landscape Areas, Stadiums, Lake Front Development and Exhibition Grounds);

- (k) (v) For Public and Semi-public purposes (such as Public Institutions and Administrative Area / Education and Research/ Health / Social / Cultural Institutional activities);
- (k) (vi) For Transportation purposes (such as Bus-Stands or Terminus, Bus-Pick-up Stations, Roads, Railway Stations, Railway Lines, Bus Depot, Transport Nagar, Hellipads/ Airport and Metro Rail Stations);
- (k) (vii) For Public Utilities and Facilities purposes (such as Water Treatment Plants, Sewerage Treatment Plant, Trenching Grounds, Trunk line Corridor, Water/ Sewer/ Extra Voltage Electric Lines/Gas or Oil Pipe Lines and related structures, Radio/ TV Stations, Telephone Exchange, Fire Control Stations and Solid waste Disposal Plants/ DecompositionPlants); and
- (k) (viii) Any Nistar (community) rights given under The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006 (No 2 of 2007).

4. Record of unoccupied land in village.- (1) A record of all unoccupied land in each village under section 233 shall be prepared in two parts, namely:-

- (a) **Part-A-** Showing land set apart for exercise of Nistar rights in Form-A, which shall be known as Nistar Patrak;
- (b) **Part-B-** Showing all lands other than those set apart for exercise of Nistar rights in Form-B.

(2) The unoccupied survey numbers to be specified in Part-A in Form A shall be shown under the various heads of the Nistar rights in the same order in which they are mentioned in clauses (a) to (j) of sub-section (1) of section 237 followed by the heads k (i) to k (viii) mentioned in Rule- 3. In case of more than one survey

number under a particular head, the area of each survey number shall be mentioned separately. The sub-total of area under each head shall be shown separately and the grand-total of area under all heads shall be shown at the end. All roads, lanes and such lands having tree forest (revenue forest) or shrub jungle which are earmarked as timber or fuel reserve shall appear in this Form. If any Nistar (community) rights have been given to the village community on revenue forest under The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006 (No. 2 of 2007), these shall be recorded.

(3) The unoccupied survey numbers to be specified in Part – B in Form B shall be shown under following heads-

- (a) Land occupied by hills and rocks;
- (b) Land under water; and
- (c) Other Lands.

In case of more than one survey number under a particular head, the area of each survey number shall be mentioned separately. The sub-total of area under each head shall be shown separately and the grand total of area under all heads shall be shown at the end. Survey numbers which have been relinquished or abandoned or which otherwise vest in the State Government and are available after such vesting for disposal shall be shown in this Form. The total of all numbers in column (3) and of area in column (4) shall be struck at the end. As soon as a survey number or part thereof is disposed of, it shall be struck off from this by drawing line across the entry updating such entry and a note of the manner and date of disposal, shall be made in column (5). The total at the end shall also be corrected after each transaction.

(4) A grand total of all the unoccupied area shall then be struck at the end. Area under abadi shall not appear in any of these Forms as abadi is not included in unoccupied land.

(5) Whenever new survey numbers are set apart for exercise of Nistar rights under sub-section (1) of Section 237 or land set apart under the said sub-section is diverted under sub-section (3) or (4) of Section 237, modifications in the entries of Form A, and Form B as the case may be, shall be effected and certified by Tahsildar.

(6) Village-wise copy of these record shall be kept with the Gram Panchayat and another copy shall be kept in the Tahsil office.

5. Record of unoccupied land in urban area.- (1) A record of all unoccupied land in an urban area under sections 233 shall be prepared in two parts, namely:-

- (a) Part-A- Showing land set apart for public purposes under section 233A in Form C; and
- (b) Part-B- Showing all lands other than those set apart for public purposes in Form D.

(2) The unoccupied survey numbers/block numbers/plot numbers of land set apart for public purposes by the Collector under section 233A shall be entered in Part-A in Form C under the following heads:-

- (i) For recreation purpose (such as Parks, Green Belts or Afforested area, Regional Parks (Zoological or Botanical Parks), Preservation of Natural Areas or Landscape Areas, Play Grounds, Stadiums, Lake Front Development and Exhibition Grounds);

(ii) For Public and Semi-public purposes (such as Public Institutions and Administrative Area / Education and Research/ Health / Social / Cultural Institutional activities);

(iii) For Transportation purposes (such as Bus-Stands or Terminus, Bus-Pick-up Stations, Roads, Railway Stations, Railway Lines, Bus Depot, Transport Nagar, Hellipads/ Airport and Metro Rail Stations);

(iv) For Public Utilities and Facilities purposes (such as Water Treatment Plants, Sewerage Treatment Plant, Trenching Grounds, Trunk line Corridor, Water/ Sewer/ Extra Voltage Electric Lines/Gas or Oil Pipe Lines and related structures Radio/ TV Stations, Telephone Exchange, Fire Control Stations and Solid waste Disposal Plants/ Decomposition Plants /Decomposition Plants);

(v) For Cremation /Burial ground; and

(vi) Other public purposes.

(3) In case more than one survey number/block number/plot number is included under a particular head, the area of each survey number/block number/plot number shall be mentioned separately. The sub-total of area under each head shall be shown separately and the grand-total of all the area reserved land under section 233A under different heads shall be shown at the end.

(4) The unoccupied survey numbers/block numbers/plot numbers to be specified in Form D shall be arranged serially. Survey numbers/block numbers/plot numbers which have been relinquished or abandoned or which otherwise vest in the State Government and are available after such vesting for disposal shall be shown in this Form. The total of all numbers in column (3) and of area in column (4) shall be

struck at the end. As soon as a survey number/block number/plot number or part thereof is disposed of, it shall be struck off from this by drawing line across the entry or modifying such entry and a note of the manner and date of disposal, shall be made in column (5). The total at the end shall also be corrected after each transaction.

(5) Whenever new survey numbers/block numbers/plot numbers are set apart for public purposes, or their public purpose is changed or setting apart is rescinded, modifications in the entries of Form C and Form D shall be effected and certified by Tahsildar.

(6) Sector-wise copy of these record shall be kept with office of the local body and another copy shall be kept in the Tahsil Office.

6. Preparation of NistarPatrak.- (1) The Gram Sabha of a village may, on being called upon by the Sub-Divisional Officer or on its own motion, ask the Gram Vikas Samiti to prepare a draft of NistarPatrak.

(2) The draft of NistarPatrak shall be prepared, subject to the development plan, if any, in accordance with provisions of section 234, 235, 236 and 237 and these Rules.

(3) The Sub Divisional Officer shall make available to the Gram Sabha the service of such Officers and employees under him as he deems fit to assist in the preparation of the draft of NistarPatrak.

(4) The draft of NistarPatrak prepared by the Gram Vikas Samiti shall be placed before the Gram Sabha which may approve it with or without modification and send it to the Sub Divisional Officer.

(5) The Sub Divisional Officer shall examine the draft of NistarPatrak received from the Gram Sabha and may alter, substitute or adjust in a suitable manner, area of land reserved for any purpose, as the circumstances of the case or the interest of community as a whole may require, and may -

- (i) form grazing, timber and fuel Nistar zones in respect of more than one village;
- (ii) record mutual rights of neighbouring villages over the lands of either village; and
- (iii) provide for any concession ordered by the State Government.

(6) After the draft of the NistarPatrak is prepared by the Sub Divisional Officer, it shall be published, together with a notice in Form E inviting objections or suggestions from the residents of the village and specifying the date (which shall not be less than 15 days after the date of publication) on which and the place (which may be the office of Gram Panchayat, Chaupal, Gudi, Chaudi or any other suitable center in the locality) at which the objections or suggestions shall be considered. Such proclamation shall be made not only in the village for which the NistarPatrak is prepared but also in other villages affected by it. The manner of proclamation shall be as laid down in Rule 31 of the Madhya Pradesh Bhu-RajasvaSanhita (RajasvaNyayalayon Ki Prakriya) Niyam, 2019.

(7) On the date and at the place specified in the notice, the Sub-Divisional Officer shall enquire into the objections or suggestions, if any, and pass order thereon.

(8) After the objections or suggestions, if any, are considered and disposed of, the Sub-Divisional Officer may make such modifications in the NistarPatrak as he may deem necessary in the light of his decisions on the objections and suggestions.

(9) The final NistarPatrak shall be read out in the village or at suitable centres, and copies thereof shall be kept with the patwari, Gram Panchayat and Tahsil office.

(10) After a NistarPatrak is finalised and published under sub-rule (9), on a resolution passed by the Gram Sabha by a majority of not less than two thirds of the members present and voting, the Sub-Divisional Officer may, with the prior sanction of Collector and also after making any such inquiry, as he deems fit, modify the entries in the NistarPatrak or record additional unoccupied land under any entry in the NistarPatrak for fulfilment of further Nistar rights of villagers.

(11) Whenever due to formation or expansion of an urban area, any land recorded in NistarPatrak for any purpose comes within the limits of such urban area, such land shall be deemed to be land set apart under Section 233A for the said purpose till further orders of Collector passed under section 233A.

7. Diverting of land set apart under sub-section (1) of Section 237 into abadi or for other purposes.- (1) Any Gram Panchayat may submit an application to the Collector, along with a copy of resolution duly passed by the Gram Sabha for diverting any unoccupied land set apart under sub-section (1) of Section 237 into abadi, for any of the purposes mentioned in sub-section (3) of Section 237.

(2) On receipt of an application under sub-rule (1) or on his own motion, the Collector after ensuring, that minimum two percent area of total agricultural land of village is secured for the purpose mentioned in clause (b) of sub-section (1) of Section 237, may divert such land into abadi or any of the purposes mentioned in sub-section (3) of Section 237:

Provided that every such diversion shall be so made as to first fulfill the requirement of abadi, if any, and only thereafter of other purposes.

(3) Out of the land diverted under sub-rule (2), the Collector shall declare secured area for government buildings from such diverted land, as much as reasonable and necessary in view of future development and such secured area for government buildings shall be kept in custody of the Gram Panchayat for its maintenance.

(4) The land diverted into abadi shall be disposed of according to Rule 12.

(5) When it becomes indispensable to divert the land set apart for the purposes mentioned in sub-section (1) of section 237 for such development and infrastructural projects which are owned or approved by the State Government but not covered under sub-section (3) of section 237, the Collector, after satisfying himself on alternatives available and also on obtaining land of equivalent area for fulfilling the same Nistar rights from the concerned project, may divert the land for such purposes by passing a reasoned order to this effect.

PART III

WAJIB-UL-ARZ

8. Ascertaining and recording customs in Wajib-ul-arz.— (1) Customs under sub-section (1) of section 242 shall be ascertained and recorded in the Wajib-ul-arz under the following heads, namely:-

- (a) Right to irrigation;
- (b) Other water-rights;
- (c) Right to fishing;
- (d) Right of way, village roads, paths, drains and the like;
- (e) Rights of persons of other villages over the lands of the village;
- (f) Right of the villagers over the lands of other villages;
- (g) Other easements-
 - (i) Burial and cremation ground;

- (ii) Goathan;
- (iii) Encamping-ground;
- (iv) Threshing –floor;
- (v) Bazars;
- (vi) Skinning –grounds;
- (vii) Rights to graze and take fuel.

(h) Other miscellaneous rights.

(2) The following procedure shall be followed in ascertaining and recording the customs specified in sub-rule (1) :-

(a) Sub-Divisional Officer shall, after examine in the Wajib-ul-arz if any, of the village prepared at the last settlement, and after consulting Gram Sabha, prepare draft of Wajib-ul-arz incorporating the existing customs, under the heads specified in sub-rule (1).

(b) The Sub-Divisional Officer shall publish the draft Wajib-ul-arz in the village along with a proclamation in Form F, calling upon the villagers to submit claims and objections to him by a specified date, which shall not be more than fifteen days from the date of proclamation, stating whether they object to any custom recorded in the draft or desire any customs to be recorded in it. The manner of proclamation shall be as laid down in rule 31 of the Madhaya Pradcsh Bhu Rajaswa Sanhita (Rajaswa Nyayalayon ki Prakriya) Niyam, 2019.

(c) After the expiry of the date fixed for the receipt of claims or objections, the Sub-Divisional Officer shall, on a date to be announced by beat of drum or other means, make such enquiry in the village as he may deem fit.

(d) The Sub-Divisional Officer shall then, make a record of the customs so ascertained and such record shall be called as the Wajib-ul-arz of the village.

9. Publication of Wajib-ul-arz.- (1) After the Wajib-ul-arz is prepared, it shall be read out in the village or at suitable centers, and a copy thereof shall be posted in the office of the Gram Panchayat or such other suitable place in the village as may be determined by the Sub-Divisional Officer.

(2) copies of the Wajib-ul-arz shall be kept at in the office of Tahsil and Gram Panchayat.

PART- IV

ABADI

10. To reserve further area for abadi.- Where the available area of abadi in any village is in the opinion of the Collector insufficient, he may assess the requirement for next ten years for such village and after consultation with the Gram Sabha, reserve such further area under sub-section (1) of section 243 from the unoccupied land available in the village:

Provided that if such unoccupied land is included in the NistarPatrak, procedure specified in Rule 7 shall be followed.

11. Acquisition for extension of abadi.- If the Collector finds that the area reserved for abadi is insufficient and no further suitable area is available in unoccupied land, the Collector may acquire any land for the extension of abadi under sub-section (2) of section 243 and compensation for such acquisition of land shall be computed and paid in accordance of the provisions of the Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 (No. 30 of 2013).

12. Disposal of sites in Abadi.- (1) Before disposing any site in abadi under section 244, Tahsildar shall, after ascertaining the wishes of the residents of the village, cause to be prepared a lay out of the land available in abadi for house sites.

(2) Such lay out shall be prepared in conformity with the provisions of -

(a) The Madhya Pradesh Bhumi Vikas Niyam, 2012 made under the Madhya Pradesh Nagar Tatha Gram Nivesh Adhiniyam, 1973 (No. 23 1973); or

(b) The Madhya Pradesh Gram Panchayat (Coloniyo Ka Vikas) Niyam, 2014 made under Madhya Pradesh Panchayat Raj Evam Gram Swaraj Adhiniyam, 1993 (No 1 of 1994);

in such cases where the rules mentioned above in clauses (a) or (b) are in force.

(3) In such cases where the rules mentioned above in clauses (a) or (b) of sub-rule

(3) are not in force the layout shall be prepared using following specifications:-

(a) the area of any plot shall not be exceeding 200 square meters;

(b) the main road shall be at least 6 meters in width and other roads and lanes shall not be less than 4.5 meters in width;

(c) roads shall, as far as may be, straight and be so laid out as to be in the direction of prevailing winds, intersecting each other at right angle;

(d) in the rear of each row of plots there shall be land 4.50 meters in width to provide for drainage and scavenging.

(4) The lay out shall be shown in the map of the abadi prepared under clause (b) of sub-section (1) of Section 107 and the details of the plots in the register prescribed under the rules framed under section 107.

(5) The Tahsildar shall upon application made to him, allot the plots on Bhoomiswami rights as per directions issued and published in the official gazette by the State Government from time to time.

(6) The allotment of plots shall be subject to the following conditions: -

(a) the built up area of the plot shall in no case be more than three forth area of the plot;

(b) the plan shall be so drawn and the building so constructed as to leave an open space of not less than 3 meters from the roadside:

Provided that this open space may be covered by a projection not surrounded by walls.

(c) the plot shall be used only for the purpose of constructing thereof a dwelling house and purposes ancillary thereto and the plot or any part thereof shall not be used for any other purpose whatsoever;

(d) the plot-holder shall keep the building constructed on the plot in good repairs;

(e) the plot-holder shall maintain the plot and the building constructed thereon in good sanitary condition;

(f) in the event of any plot-holder committing a breach of any of these conditions he shall be liable to be ejected.

FORM - A
(See rule 4)
NistarPatrak

Name of village.....Patwari Halka No.....

Revenue Inspector circle NoTahsil.....Dist.....

Unoccupied land set apart under sub-section (1) of Section 237 of the Madhya Pradesh Land Revenue Code, 1959 (No. 20 of 1959) for different purposes are shown below-

S. No	Description of Nistar Rights (Purpose)	Survey No./Plot No.	Area in hectare /sq. mtr	Remarks
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.	(a) Timber or fuel Reserve (see note 1)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
2.	(b) Pasture, grass bir or fodder reserve (see note 2)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
3.	(c) Burial ground and cremation ground (see note 3)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
4.	(d) Gaothan	(1) (2) (3)		
Sub-total				
5.	(e) Encamping ground	(1) (2) (3)		
Sub-total				
6.	(f) Threshing floors (see note 4)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
7.	(g) Bazar (see note 5)	(1) (2) (3)		
Sub-total				

8.	(h) Skinning ground (see note 6)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
9.	(i) Manure pits (see note 7)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
10.	(j)-(i) Public purposes such as schools, playground, parks, drains, and the like (see note 8)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
11.	(j)-(ii) Roads, Paths and lanes (including directions) (a) Permanent (Metalled/tar/cc roads). (b) Permanent (Kachcha roads). (c) Seasonal roads. (d) Permanent footpaths. (e) Seasonal foot paths. (f) Goha for cattle.	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		
Sub-total				
12.	(k)- (i) Muram, kankar, Sand Earth, Clay, Stone for the exercise of right of Nistar (see note 9)	(1) (2) (3)		
Sub-total				

13.	(k)-(ii) Irrigation and other water rights (a) Tanks used for irrigation (b) Tanks used for Nistar other than irrigation (see note 10 and 11)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
14.	(k)-(iii) Rights in fruit bearing trees planted in unoccupied land (see note 12)	(1) (2) (3)		
Sub-total				
15.	(k)-(iv) For recreation purpose- (a) parks. (b) Green Belts or afforested area. (c) Regional Parks (Zoological or Botanical Parks). (d) Preservation of Natural Areas or Landscape Areas. (e) Stadiums. (f) Lake Front Development. (g) Exhibition Grounds.	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		
Sub-total				
16.	(k)-(v) For Public and Semi-public purposes – (a) Public Institutions and Administrative Area	(1) (2) (3)		

	(b) Education and Research	(1) (2) (3)		
	(c) Health	(1) (2) (3)		
	(d) Social / Cultural Institutional activities;	(1) (2) (3)		
	Sub-total			
17.	(k) (vi) For Transportation purposes – (a) Bus-Stands or Terminus, Bus-Pick-up Stations.	(1) (2) (3)		
	(b) Roads.	(1) (2) (3)		
	(c) Railway Stations.	(1) (2) (3)		
	(d) Railway Lines.	(1) (2) (3)		
	(e) Bus Depot.	(1) (2) (3)		
	(f) Transport Nagar.	(1) (2) (3)		
	(g) Hellipads/ Airport.	(1) (2) (3)		
	(h) Metro Rail Stations.	(1) (2) (3)		
	Sub-Total			

18.	(k) (vii) For Public Utilities and Facilities purposes –	(1)		
	(a) Water Treatment Plants.	(2)		
		(3)		
	(b) Sewerage, Treatment Plant	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(c) Trenching Grounds.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(d) Trunk line Corridor.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(e) Water/ Sewer, Line	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(f) Extra Voltage Electric Lines.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(g) Gas or Oil Pipe Lines and related structures.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(h) Radio/ TV Stations.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(i) Telephone Exchange.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(j) Fire Control Stations.	(1)		
		(2)		
		(3)		
	(k) Solid waste Disposal Plants/ Decomposition Plants /Decomposition Plants.	(1)		
		(2)		
		(3)		
Sub-Total				

19.	(k) (viii) Any Nistar (community) rights given under The Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Rights) Act, 2006 (No. 2 of 2007)- (a) ----- (b) ----- (c) -----	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		
Sub-Total				
20.	(k)-(ix) Any other purpose which may be prescribed (a) ----- (b) ----- (c) -----	(1) (2) (3) (1) (2) (3) (1) (2) (3)		
Sub-Total				
Grand-total				

Note.-1. A note about the terms and conditions on which and the extent to which resident may obtain wood, timber, fuel creepers, roots leaves, thorns, fencing-bamboo, fruits and minor produce, be made in the remarks column.

2. A note about the terms and conditions on which grazing of cattle in the village is permitted and also about free grazing of cattle be made in the remarks column.
3. If any survey number is used as burial and burning ground for any community, a note be made in the remarks column.
4. Custom regulation the distribution and use of the area set apart for use as threshing floors be recorded in the remarks column.
5. No entry be made without special sanction of Government in regard to the levy of Bazar dues.
6. If there is any special custom regulating the use of the land set apart for this purpose, a note be made in the remarks column.
7. The right of the residents to their own manure and rubbish or to collect the same in any special or every part of the village, if any, and the custom regulating the use of the land for manure pits shall be noted in the remarks column.
8. Purpose for which a Survey or plot number is reserved be recorded in the remarks column.
9. The terms and conditions on which and the extent to which a resident may obtain the items be stated in the remarks column.
10. In case of irrigation and other water rights, list of fields irrigated from tank including their Survey number, area and details of crop irrigated without payment of dues shall be mentioned in remark column.
11. Only those tanks shall be mentioned which have become vested in the State Government after the abolition of the rights of intermediaries.
12. In case of rights in fruit bearing trees planted in unoccupied land, number of fruit bearing trees and name of persons who are in possession of the trees shall be mentioned in remark column.

FORM B
(see rule 4)

**Unoccupied Land in village other than land
set apart for exercise of Nistar rights**

Name of village.....Patwari Halka No.....

Revenue Inspector circle NoTahsil.....Dist.....

S.No.	Descriptions of land	Survey number/ block number /Plot number	Area (in hectare or square meter)	Manner and date of disposal (if disposed of)	Remarks
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	Land occupied by hills and rocks	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
2.	Land under water	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
3.	Other lands	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
Grand Total					

FORM C
(see rule 5)

Unoccupied Land in urban area set apart for public purposes

Name of sector and its numberName of urban area.....
Tahsil.....Dist.....

S. No.	heads of public purposes	Survey number/ block number/ Plot number	Area (in hectare or square meter)	purpose mentioned in development plan (if any)	Remarks
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
(i)	For recreation purpose-				
	(a) parks.	(1) (2) (3)			
	(b) Green Belts or afforested area.	(1) (2) (3)			
	(c) Regional Parks (Zoological or Botanical Parks).	(1) (2) (3)			
	(d) Preservation of Natural Areas or Landscape Areas.	(1) (2) (3)			
	(e) Play grounds	(1) (2) (3)			
	(f) Stadiums.	(1) (2) (3)			
	(g) Lake Front Development.	(1) (2) (3)			

	(h) Exhibition Grounds.	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
(ii)	For Public and Semi-public purposes –				
	(a) Public Institutions and Administrative Area.	(1) (2) (3)			
	(b) Education and Research.	(1) (2) (3)			
	(c) Health.	(1) (2) (3)			
	(d) Social / Cultural Institutional activities.	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
(iii)	For Transportation purposes –				
	(a) Bus-Stands or Terminus, Bus-Pick-up Stations.	(1) (2) (3)			
	(b) Roads.	(1) (2) (3)			
	(c) Railway Stations.	(1) (2) (3)			
	(d) Railway Lines.	(1) (2) (3)			

	(e) Bus Depot.	(1) (2) (3)			
	(f) Transport Nagar.	(1) (2) (3)			
	(g) Helipads/ Airport.	(1) (2) (3)			
	(h) Metro Rail Stations.	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
(iv)	For Public Utilities and Facilities purposes –				
	(a) Water Treatment Plants.	(1) (2) (3)			
	(b)Sewerage, Treatment Plant	(1) (2) (3)			
	(c)Trenching Grounds.	(1) (2) (3)			
	(d)Trunk line Corridor.	(1) (2) (3)			
	(e)Water/ Sewer, Line	(1) (2) (3)			
	(f)Extra Voltage Electric Lines.	(1) (2) (3)			
	(g)Gas or Oil Pipe Lines and related structures.	(1) (2) (3)			

	(h)Radio/ TV Stations.	(1) (2) (3)			
	(i)Telephone Exchange.	(1) (2) (3)			
	(j)Fire Control Stations.	(1) (2) (3)			
	(k)Solid waste Disposal Plants/ Decomposition Plants /Decomposition Plants.	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
(v)	For Cremation/Burial ground	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
(vi)	Other Public Purposes	(1) (2) (3)			
	Sub-Total				
Grand Total					

FORM D**(see rule 5)**

**Unoccupied Land in urban area other than land
set apart for public purposes**

Name of sector and its number Name of urban area.....

Tahsil.....Dist.....

S.No.	Descriptions of land	Survey number/ block number /Plot number	Area (in hectare or square meter)	Manner and date of disposal (if disposed of)	Remarks
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	Land occupied by hills and rocks	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
2.	Land under water	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
3.	Other lands	(1) (2) (3)			
Sub-Total					
Grand Total					

FORM- E**(See rule 6)****Revenue Case No.....****Office of the Sub-Divisional Officer, Sub-Division
District.....****Notice**

Notice is hereby given that in exercise of the powers conferred by sub-section (1) of section 234 of the Madhya Pradesh Land Revenue Code, 1959 (No. 20 of 1959), it is proposed to prepare a NistarPatrak (Draft whereof is attached thereto) in respect of village....., Patwari Halka Number....., Tahsil..... District.....

2. Any person, who wants to prefer any objection to make any suggestion in respect of any entry in the NistarPatrak, may send it in writing to the undersigned before the(here insert a date not less than fifteen days after the date of the notice). The objections or suggestions shall be enquired into on.....at.....between 11 a.m. and 5 p.m.

3. Given under my and the seal of this office..... day of 20.....

Seal

(.....)
Sub-Divisional Officer.
Sub-Division.....
District.....

Copy forwarded to the Gram Panchayat for information.

(.....)
Sub-Divisional Officer.
Sub-Division.....
District.....

FORM F**(See rule 8)****Revenue Case No.....****Office of the Sub-Divisional Officer, Sub-Division
District.....****Proclamation about ascertaining customs**

Notice is hereby given that it is proposed to ascertaining customs in.....
(name of village), tahsil.....district.....in regard to the right of
irrigation, other water-rights, right to fishing, right of way, village roads, paths,
drains and the like, rights of persons of other villages over the lands of the
village, right of the villagers over the lands of other villages or other easement
such as burial and cremation ground, goathan, encamping-ground, threshing –
floor, bazars, skinning – grounds, rights to graze and take fuel in any land or water
not belonging to or controlled or managed by the State or local authority, as
required by sub-section (1) of section 242 of the Madhya Pradesh Land Revenue
Code, 1959 (No. 20 of 1959). A *draft Wajib-ul-arz of the existing customs is
published herewith for claims and objections.

Any person, who objects to any entry or desires that any custom under the
heads specified in the draft should be recorded in the Wajib-ul-arz, should
submit his objection or claim, if any, by the.....20..... to the under signed
at.....between 10 a.m to 5 p.m.

(.....)

Dated.....20

Sub-divisional Officer

SEAL

Sub-Division.....

District.....

*Note- The draft Wajib-ul-arz should accompany the proclamation.

Revenue Case No.....

Office of the Sub-Divisional Officer, Sub-Division District.....

Draft Wajib-ul-arz

Proposed draft for preparing Wajib-ul-arz of the existing customs of villagetahsil.....district.....under of Section 242 of the Madhya Pradesh Land Revenue Code, 1959 (No. 20 of 1959) are shown below-

S.No	Description of Purpose	Description of existing customs	Survey No./Plot No.	Area in hectare /sq. metre	Remarks
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1.	Right to irrigation				
2.	Other water-rights				
3.	Right to fishing				
4.	Right of way, village roads, paths, drains and the like				
5.	Rights of person of other villages over the lands of the village				
6.	Right of persons over the lands of other villages				
7.	Other easement-				
	(i) Burial and cremation ground,				
	(ii) Goathan				
	(iii) Encamping-ground				
	(iv) Threshing -floor				
	(v) Bazars				
	(vi) Skinning -grounds				
	(vii) Rights to graze and take fuel				
	(viii) Manure and rubbish				
8.	Other miscellaneous rights				

Dated.....20

Sub-divisional Officer

SEAL

By order and in the name of the Governor of Madhya Pradesh
MUJEEBUR REHMAN KHAN, Dy. Secy.